

RODRIGO TERRA DA SILVA SETO

Otimização da recuperação de reservatórios de petróleo sob
injeção WAG-CO₂

Santos

2018

RODRIGO TERRA DA SILVA SETO

**Otimização da recuperação de reservatórios de petróleo
sob
injeção WAG-CO₂**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
departamento de Engenharia de Minas e
de Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Marcio Augusto
Sampaio Pinto

Santos

2018

RODRIGO TERRA DA SILVA SETO

**Otimização da recuperação de reservatórios de petróleo
sob
injeção WAG-CO₂**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
departamento de Engenharia de Minas e
de Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo

Área de Atuação: Engenharia de
Reservatórios

Orientador: Prof. Dr. Marcio Augusto
Sampaio Pinto

Santos

2018

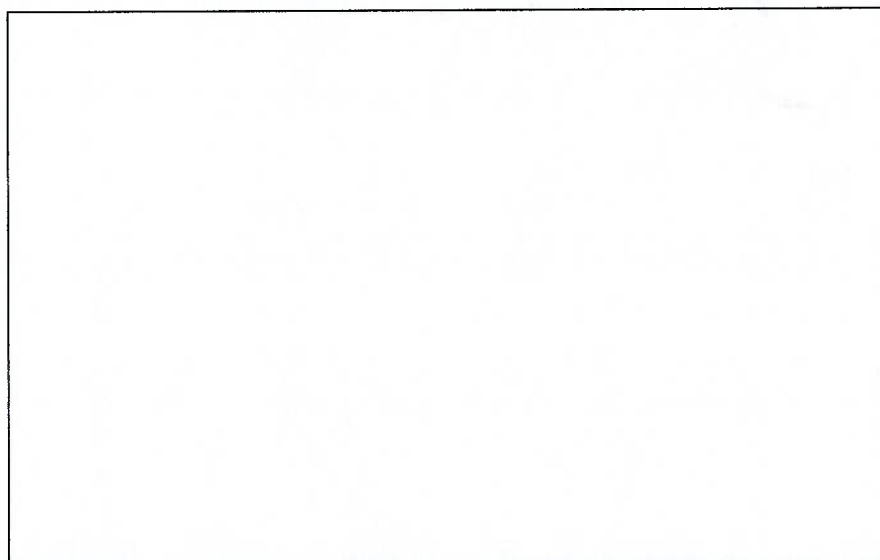
**Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob
responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.**

Santos, 04 de Dezembro de 2018.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

Catálogo na Publicação



DEDALUS - Acervo - EPBS



31900001093

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha família por todo apoio e carinho. Não teria chegado aqui sem vocês. E aos meus amigos e colegas, pois a felicidade só é real quando compartilhada.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo aplicar uma metodologia eficiente e robusta para a otimização do VPL da produção em reservatórios de petróleo com o uso do método de injeção alternada de água e gás CO₂ (WAG-CO₂). A otimização tem por finalidade maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) da operação, através da manipulação de parâmetros críticos na injeção WAG-CO₂. Para realizar as otimizações, utiliza-se o simulador composicional CMOST, um software da companhia *Computer Modelling Group* (CMG), e o método de otimização *Designed Exploration and Controlled Evolution* (DECE). Um ponto diferencial dessa metodologia, é que a modelagem da otimização inclui fenômenos físicos característicos da injeção WAG-CO₂, os quais são, muitas vezes, ignorados pelos simuladores comerciais. Por fim, é realizado um estudo de caso a fim de avaliar o desempenho da metodologia construída. Esse estudo de caso visou criar com maior fidelidade possível o cenário característico de um reservatório de óleo localizado na região do pré-sal, na Bacia de Santos. Os resultados apresentaram consistência com o que era esperado, maximizando o VPL da operação de maneira precisa e coerente.

Palavras-chave: Engenharia de Reservatórios. Injeção WAG-CO₂. Método DECE.

ABSTRACT

This manuscript presents an efficient and robust methodology to optimize oil recovery of reservoirs with the use of the water alternating CO₂ gas injection method (CO₂-WAG). The objective of the optimization is to maximize the Net Present Value (NPV) of the operation, by manipulating critical parameters of the CO₂-WAG injection. The simulations were done with the compositional simulator CMOST, a software from Computer Modelling Group (CMG). The optimization method used is called Designed Exploration and Controlled Evolution (DECE) and was also created by CMG. A differential aspect about this methodology is that it takes into account some physical phenomenon that are associated to CO₂-WAG injection, but many commercial simulators do not consider. In addition, a case study is presented to evaluate the performance of the methodology. The parameters and characteristics of this case were based on real data from a Brazilian pre-salt reservoir, at Santos Basin. The results were consistent with what was expected, maximizing the NPV of the operation in a precise and coherent manner.

Key words: Reservoir Engineering. CO₂-WAG Injection. DECE Optimization Method.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1- Valores encontrados para a função objetivo com o uso do método DECE em função do número do experimento.....	15
Gráfico 2- Variação das vazões de água e CO ₂ ao longo do tempo.	18
Gráfico 3- Parâmetros WCUT, GRO e taxa de produção de óleo mensal ao longo do tempo.	21
Gráfico 4- Fator de recuperação na simulação ao longo do tempo.	21
Gráfico 5- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 1. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas	25
Gráfico 6- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 2. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas	26
Gráfico 7- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 3. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas.	27
Gráfico 8- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 4. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas	28
Gráfico 9- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 5. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas	29
Gráfico 10- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 6. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas	30
Gráfico 11- Variação da RGO e do CDA ao longo do tempo na solução ótima do caso 4.	32
Gráfico 12- Variação da RGO e do CDA ao longo do tempo na solução ótima do caso 5.	32
Gráfico 13- Variação da RGO e do CDA ao longo do tempo na solução ótima do caso 6.	33
Gráfico 14- Produção de óleo acumulado ao longo do tempo nos casos 4, 5 e 634	
Gráfico 15- Quantidades acumuladas de fluidos injetados na solução ótima do caso 4.	34
Gráfico 16- Quantidades acumuladas de fluidos injetados na solução ótima do caso 5.	35
Gráfico 17- Quantidades acumuladas de fluidos injetados na solução ótima do caso 6.	35
Figura 1- Ilustração do reservatório sintético modelado. É possível ver a variação de permeabilidade em diferentes pontos do modelo.	19
Figura 2- Ilustração do reservatório sintético modelado. É possível ver a variação de porosidade em diferentes pontos do modelo.	20
Tabela 1- Dados utilizados na avaliação econômica.	22

Tabela 2- Regime fiscal brasileiro simplificado.	23
Tabela 3- Range de variação dos parâmetros.	24
Tabela 4- Valores encontrados em uma solução ótima do caso 1.	25
Tabela 5- Valores encontrados em uma solução ótima do caso 2.	26
Tabela 6- Valores encontrados em uma solução ótima do caso 3.	27
Tabela 7- Novo range de variação dos parâmetros.	28
Tabela 8- Valores dos parâmetros de entrada usados na solução ótima do caso 4	29
Tabela 9- Parâmetros utilizados em uma solução ótima do caso 5	30
Tabela 10- Parâmetros utilizados na solução ótima do caso 6	31
Tabela 11- VPL e parâmetros críticos usados nas soluções ótimas de todos os casos	31
Tabela 12- Compilação do VPL, óleo produzido, fator de recuperação, volume de água injetado e massa de CO ₂ injetado nas soluções ótimas dos casos 4, 5 e 6	36
Tabela 13- Período de tempo para o término da otimização, número de experimentos e tempo para as otimizações convergirem nas soluções máximas em todos os casos.	36

Sumário

<i>LISTA DE ILUSTRAÇÕES</i>	7
1. INTRODUÇÃO	10
1.1. OBJETIVO.....	10
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	13
3.1. RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS ATRAVÉS DA INJEÇÃO WAG-CO ₂	13
3.2. FENÔMENOS FÍSICOS QUE OCORREM NO WAG-CO ₂	13
3.2.1. Histerese da Permeabilidade Relativa Trifásica	13
3.2.2. Difusão não-Fickiana	14
3.2.3. Solubilização Aquosa.....	14
3.3. MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO DECE	14
3.4. AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	16
3.4.1. Valor Presente Líquido (VPL)	16
3.4.2. Fluxo de Caixa.....	16
4. METODOLOGIA	17
4.1. MODELAGEM DOS FENÔMENOS FÍSICOS	17
4.2. AJUSTE DO CONTROLE NUMÉRICO.....	17
4.3. SELEÇÃO DOS PARÂMETROS DE ENTRADA.....	17
5. ESTUDO DE CASO	19
5.1. MODELAGEM DO RESERVATÓRIO E SIMULAÇÃO DA INJEÇÃO WAG.....	19
5.2. AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS	20
5.3. CENÁRIO ECONÔMICO.....	22
5.3.1. Dados Econômicos	22
6. RESULTADOS	24
CASO 1.....	24
CASO 2.....	25
CASO 3.....	26
CASO 4.....	28
CASO 5.....	29
CASO 6.....	30
7. DISCUSSÕES	31
8. CONCLUSÕES	38
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39

1. INTRODUÇÃO

A fim de acompanhar a crescente demanda de óleo e gás no mundo ao mesmo tempo que as reservas se tornam de mais difícil acesso, a indústria petrolífera deve se renovar continuamente para que suas operações se mantenham economicamente viáveis. Daí surge o uso de métodos de recuperação avançados, os quais conseguem extrair frações do óleo residual que nem os métodos primários nem os secundários conseguiriam produzir. Existem diversas técnicas de recuperação avançada, incluindo injeção de gases, polímeros, álcool, etc., mas esse trabalho manterá o foco na injeção de água alternada com gás (do inglês, water alternating gas, WAG), sendo que no caso, o gás injetado é o dióxido de carbono (CO₂). As particularidades dessa técnica a torna muito atraente para ser usada como método de recuperação especial nos recém descobertos campos do pré-sal, na Bacia de Santos. Dentre as muitas características singulares destes campos, destacam-se as altas concentrações de dióxido de carbono, cerca de 20%, presente nos reservatórios. Além disso, as longas distâncias da costa, as limitações para a construção de instalações capazes de manipular e armazenar gases nas plataformas e os problemas ambientais associados à liberação de CO₂ na atmosfera tornam a injeção WAG-CO₂ um método viável para a produção de óleo e gás, pois com ela é possível reinjetar o gás carbônico produzido na formação.

Assim, otimizar a injeção WAG-CO₂, além de maximizar a produção de óleo e gás, pode minimizar a produção de água e CO₂, mitigando os custos e os riscos da operação e aumentando os lucros. Testes preliminares nesses reservatórios indicaram que o WAG-CO₂ pode aumentar a recuperação de óleo em cerca de 50% quando comparado a recuperação obtida pela injeção de água (Ligero et al., 2012).

Entretanto, a ocorrência de alguns fenômenos físicos na injeção WAG-CO₂, maior parte deles associados ao fluxo trifásico de fluidos em meios porosos, tornam a simulação numérica dela consideravelmente mais complexa que os métodos tradicionais. Inúmeros trabalhos já estudaram a otimização do desempenho de reservatórios sob a injeção de água (Brouwer e Jansen, 2004; Sarma et al., 2005; Aitokhuehi e Durlofsky, 2005; Yeten et al., 2004; Wang et al., 2007; Chen et al., 2009; Sampaio et al., 2015); entretanto existe uma lacuna na literatura quando se trata de injeção WAG-CO₂ (Panjalizadeh et al., 2015; Chen e Reynolds, 2015). Isso pode ser explicado pela alta carga computacional que essas simulações exigem, tomando tempo e dinheiro do investidor.

1.1. Objetivo

Este trabalho tem por objetivo avaliar uma metodologia para a otimização da recuperação de óleo em reservatórios sob o método de recuperação avançado: injeção alternada de água e gás CO₂ (WAG-CO₂).

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A seguir, estão resumidos alguns artigos que auxiliaram no desenvolvimento desse trabalho. São comentados os objetivos dos trabalhos e os resultados obtidos.

Kulkarni et al. (2005) avaliaram o desempenho do processo de injeção de gás e água alternados (WAG) em função de dois parâmetros: miscibilidade óleo-gás e a composição da solução aquosa. Para melhor avaliação, os resultados foram comparados com o desempenho de outro método de injeção, o de injeção contínua de gás (CGI). Os experimentos foram conduzidos variando-se a pressão e o tipo de solução. Foram necessários uma série de procedimentos experimentais para a determinação de parâmetros utilizados nos cálculos (ex. ponto de saturação, permeabilidade absoluta, etc.). Os resultados obtidos apontaram, de forma geral, o método WAG como mais eficiente que o CGI e fluxos miscíveis com melhor desempenho do que imiscíveis.

Em outro artigo, Van Dijke et al. (2006) estudaram o desempenho de diferentes formas de injeções múltiplas de WAG realizadas em micromodelos 2D de vidro gravado e compararam os resultados obtidos com os de um simulador 3D desenvolvido pelo autor e sua equipe. Para tanto, foram realizados estudos de sensibilidade para que os parâmetros presença ou ausência de membrana de óleo e grau de molhabilidade do óleo fossem descobertos. Com todos parâmetros definidos, as simulações e experimentos foram realizadas e houve uma concordância satisfatória entre os resultados. Principalmente em termos de distribuição de fluidos e fatores de recuperação de óleo. Também se verificou consistência nas taxas de deslocamentos, incluindo comprimento e tipos de deslocamento (ex. gás deslocando óleo).

Rahmawati et al. (2013) avaliaram o desempenho de um sistema capaz de otimizar a estratégia de injeção de fluidos em um reservatório qualquer. Para tanto, foram definidas algumas variáveis e modos de abordagem do problema, como as estratégias de recuperação de óleo, por exemplo. Dois modelos de reservatório foram usados no estudo, ambos baseados em projetos da SPE, mas com parâmetros bem diferentes. A função objetivo visa atingir o máximo Valor Presente Líquido da operação, usando a receita baseada no histórico de preços de venda e os custos operacionais (OPEX) e nas despesas de capital (CAPEX). Este trabalho contribui para a literatura estabelecendo uma formulação para problemas como a abordagem estratégica de injeção de água e gás e fornece um método heurístico para resolver o problema.

Em outro trabalho de Van Dijke et al. (2003) apresentaram e avaliaram capacidade de um simulador modelar o fluxo de fluidos trifásicos em meios porosos de forma 3D e prever o comportamento de injeções WAG. Um aspecto diferencial é que leva em conta a complexidade e o baixo grau de molhabilidade desse tipo de fluxo, o que implica na ausência de membranas entre as fases e reduz consideravelmente a continuidade de cada uma, originando uma grande quantidade de agrupamentos de fase. O modo como ocorre o deslocamento desses agrupamentos e o impacto nos fluxos WAG é um dos focos de estudo do artigo. Os resultados são fornecidos em função da saturação e taxa de recuperação de óleo, de estatísticas sobre o comprimento e tipo das correntes de deslocamento, grau de ocupação dos poros e fotos instantâneas da distribuição dos fluxos (2D).

No trabalho de Spiteri e Juanes (2006) é discutida a influência da histerese da permeabilidade relativa em modelos que preveem o comportamento de injeção WAG em escala real. Usualmente a medição da permeabilidade é feita através de interpolação de dados de fluxos bifásicos. Vários trabalhos já apontaram erros nesse tipo de método e diversos autores apontaram que as divergências nas previsões do fator de recuperação estavam associadas com o modelo de permeabilidade relativa adotado. Assim, o autor avalia o desempenho de simulações de reservatório usando funções cuja saturação depende do histórico do processo. Os resultados mostram que existe uma disparidade considerável nas simulações e frisa dois pontos; a importância de se considerar a histerese no cálculo da permeabilidade relativa e a necessidade de melhorar a capacidade dos modelos atuais.

Li et al. (2018) realizaram um estudo sobre a otimização da recuperação de óleo em operações de injeção CO₂-WAG sob condições de incerteza. Em campo, mesmo que haja um aumento na recuperação de hidrocarbonetos devido à injeção de gás e líquido, condições de incerteza podem causar divergências entre a quantidade produzida de fato e a estimada, ocasionando sérios prejuízos e aumentando o risco da operação. O artigo visa desenvolver uma metodologia capaz de otimizar a recuperação de óleo e VPL da injeção WAG considerando incertezas geológicas e fatores operacionais. Os resultados obtidos com tal método foram então comparados com otimizações realizadas por processos que não levam em conta esse parâmetro e apresentaram um aumento de 23,4% e 51,3% de recuperação de óleo e VPL, respectivamente. É esperado que os resultados obtidos possam auxiliar operadores de campo a melhorar a performance de poços, provendo previsões de performance com maior confiabilidade.

Por fim, Alzayer et al. (2018) estudaram a fundo a simulação numérica da injeção WAG com o objetivo de sugerir a melhor metodologia e possíveis diretrizes a se seguir nesse tipo de projeto. O artigo pode ser dividido em três partes. Primeiramente, é discutido o papel da histerese na injeção WAG baseado nos resultados de diferentes experimentos de injeção WAG com três fases. Nessa etapa é destacada a importância desse fenômeno na simulação WAG. A seguir, é apresentado um estudo de sensibilidade nas simulações em escala de reservatório (também são usadas simulações em escala de núcleo). E finalmente, são sugeridas as diretrizes para se realizar uma simulação de injeção WAG. É concluído que cuidado especial deve ser tomado no cálculo da histerese, especialmente em simulações na escala de reservatório, pois ela pode afetar os resultados. Esse artigo ressalta o papel da histerese na injeção WAG e da luz a uma metodologia para se obter os parâmetros da histerese corretamente.

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

A seguir são apresentados e desenvolvidos os fundamentos teóricos necessários para compreensão da metodologia adotada e dos resultados obtidos.

3.1. Recuperação de Reservatórios através da Injeção WAG-CO₂

Os métodos convencionais de recuperação de reservatório normalmente envolvem a injeção de fluidos no reservatório, e os fluidos mais usuais são a água ou dióxido de carbono. Cada método tem suas funções e particularidades. Normalmente a injeção de água é usada para manter a pressão do reservatório e deslocamento dos fluidos para os poços produtores. A injeção de gás, no entanto, apresenta uma melhor eficiência no quesito deslocamento de óleo em escala macroscópica. A fim de se atingir melhores taxas de produção de óleo, o método de injeção WAG-CO₂ visa utilizar particularidades da água e do gás carbônico simultaneamente e de como os fluidos interagem entre si.

Caudle e Dyes (1958) propuseram que a água e o gás fossem injetados alternadamente. Alguns autores já estudaram os efeitos dessa combinação. De acordo com Egermann et al. (2006), a água injetada consegue reduzir a mobilidade do CO₂ injetado, aumentando o poder de varrido dele. Isso ocorre, pois, a água consegue aumentar a miscibilidade do gás com os fluidos da formação. Christensen et al. (2001), concluíram que a injeção WAG consegue combinar pontos positivos da injeção de gás (melhor deslocamento do óleo) e da injeção de água (melhor eficiência de varrido em escala macroscópica). Além disso, esse método é especialmente interessante em campos offshore que produzem CO₂, caso dos campos do pré-sal. Testes preliminares nesses reservatórios indicaram que o WAG-CO₂ pode aumentar a recuperação de óleo em cerca de 50% quando comparado a recuperação obtida pela injeção de água (Elia L. et al., 2012).

3.2. Fenômenos Físicos que Ocorrem no WAG-CO₂

Algumas características da injeção WAG-CO₂ tornam sua simulação mais complexa do que a simulação das injeções usuais. Primeiramente, é comum que ocorra a variação da composição dos hidrocarbonetos da fase líquida para gasosa durante a produção, especialmente em reservatórios de óleos leves, sob altas pressões e temperaturas baixas. O escoamento trifásico em meio poroso sob condições de reservatório causa uma série de fenômenos físicos particulares da injeção WAG, os quais causam divergências entre os resultados obtidos por simulações usuais e a realidade. Três fenômenos em particular devem ser considerados para que a simulação seja realizada de forma precisa; a histerese das permeabilidades relativas, o comportamento não-Fickiano da difusão do CO₂ e a solubilização de CO₂ em meio aquoso. A seguir os três fenômenos e seus efeitos serão apresentados.

3.2.1. Histerese da Permeabilidade Relativa Trifásica

O fluxo simultâneo e cíclico de três fases (óleo, água e gás), como ocorre em reservatórios de petróleo durante a injeção WAG afeta a predição da permeabilidade relativa trifásica dos fluidos no reservatório. O modelo desta é realizada a partir de dados

bifásicos da permeabilidade relativa. Como a saturação varia devido aos ciclos de injeção, pode ser gerado o fenômeno da histerese da permeabilidade relativa, a qual se refere à irreversibilidade das curvas de permeabilidade relativa. As curvas variam a cada ciclo de injeção e passam a depender do processo de saturação, se a saturação aumenta ou é reduzida, e do histórico de saturação. O escoamento de água ou óleo pode aprisionar parcela do gás no meio poroso, levando assim a uma redução de sua permeabilidade relativa (Spiteri e Juanes, 2006), causando a histerese, por exemplo. Os fenômenos de histerese da permeabilidade são introduzidos nos modelos de simulação através de modelos de histerese da permeabilidade relativa (Santana, 2014).

3.2.2. Difusão não-Fickiana

A difusão de gases em meio aquoso pode ser descrita pela lei de Fick através de equações diferenciais. Essas equações podem ser resolvidas em função do coeficiente de difusão e são utilizadas em modelagem de transferência de massa, inclusive em processos em meio poroso, por isso muitos simuladores de reservatório utilizam essa lei para representar o fluxo de fluidos em suas modelagens. Entretanto, a difusão do CO₂ solubilizado em água que ocorre durante a injeção WAG segue um modelo de difusão multicomponente não diluída, o qual não é corretamente representado pela Lei de Fick, que é binário e ideal (Mello, 2015). Isso ocorre em função de uma série de fatores, como alterações na morfologia e solubilidade do fluido devido a alternância de fluidos injetados e altas pressões. Em 2015, um estudo realizado por Mello demonstra que adaptar a modelagem composicional para que considere os efeitos da difusão não Fickiana torna os resultados consideravelmente mais precisos.

3.2.3. Solubilização Aquosa

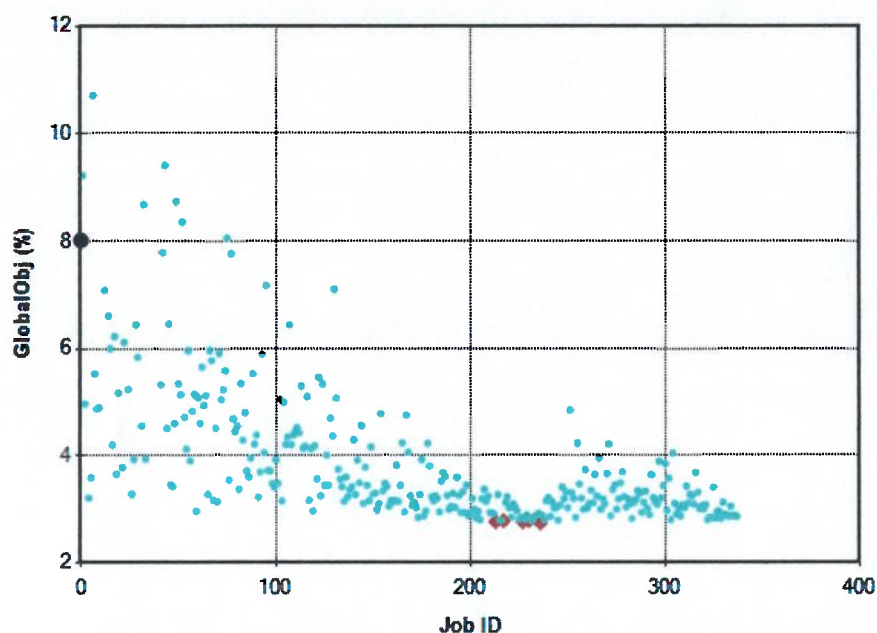
A solubilidade de uma substância representa sua capacidade de dissolver outras substâncias, seja qual for sua fase (gasosa, líquida ou sólida). Esse parâmetro depende fundamentalmente das propriedades físicas ou químicas do solvente e do soluto, além das condições do meio, como pressão e temperatura. A solubilidade máxima é indicada pela concentração de saturação, onde a adição extra de soluto não é solubilizada. Em condições usuais, gás carbônico e hidrocarbonetos tem taxas de solubilização em água baixas, praticamente inexpressivas, entretanto, em condições de reservatório (altas pressões e temperaturas), a água é capaz de dissolvê-los em quantidades consideráveis. A solubilização é alta o bastante para que as propriedades da água sejam afetadas. A permeabilidade é a mais afetada, pois o CO₂ dissolvido afeta sua viscosidade (Mello, 2015). Ainda assim, esse mesmo estudo de Mello, demonstrou que a histerese tem um peso maior nas alterações causadas na permeabilidade relativa do que a solubilização de gás carbônico.

Método de Otimização DECE

O método de otimização *Designed Exploration and Controlled Evolution* (DECE) pertence a companhia Computer Modelling Group (CMG). Muito utilizado por engenheiros de reservatório em problemas de simulação e otimização, o DECE utiliza um algoritmo genético e técnicas evolucionárias para decidir quais valores de parâmetros são mantidos e quais são descartados no ajuste de histórico. Isso ocorre após o término de cada simulação (CMG, 2015). O software utiliza um processo iterativo de duas etapas. Primeiro ocorre um estágio de exploração planejada e depois um estágio de evolução

controlada. O objetivo do primeiro é explorar o espaço modelado visando maximizar a obtenção de informações do reservatório. Já no segundo ocorrem análises estatísticas para simular os resultados obtidos no estágio anterior. A partir dessas análises, o software escrutina muitas possibilidades de valores para as variáveis e descarta valores que são considerados inadequados. Essas eliminações são memorizadas pelo algoritmo, de forma que nas próximas iterações não sejam consideradas no estágio de exploração planejada. O DECE também analisa de tempos em tempos os valores eliminados a fim de verificar se as rejeições continuam válidas (CMG, 2015). O Gráfico 1 ilustra bem esse procedimento. O ponto preto representa o caso base, os pontos azuis representam os resultados de cada simulação, também chamada de experimentos, e os pontos vermelhos representam as soluções ótimas. Nesse caso quer se encontrar o mínimo da função objetivo.

Gráfico 1- Valores encontrados para a função objetivo com o uso do método DECE em função do número do experimento.



FONTE: COMPUTER MODELING GROUP. CO2 EOR Modelling Using GEM, 2013.

Nota-se que gradualmente as soluções convergem para um mínimo, enquanto parâmetros considerados inadequados são eliminados para as próximas simulações, até alcançarem valores que o CMOST considera soluções ótimas. Então, o software reconsidera os valores previamente eliminados. Percebe-se um aumento súbito no erro dos resultados, os quais voltam a convergir gradualmente. O software faz isso para garantir que resultados ótimos globais sejam atingidos e que as simulações não converjam e fiquem presas em um valor ótimo local.

3.3. Avaliação Econômica

No presente projeto de otimização da injeção WAG-CO2 faz-se necessária a avaliação da viabilidade econômica do mesmo via indicadores econômicos. Na indústria do petróleo é comum o uso do Valor Presente Líquido (VPL), pois é um indicador que consegue incorporar os benefícios financeiros vindos da produção de óleo e descontar

custos com a produção e os investimentos necessários (Sampaio, 2013). O VPL pode ser empregado em cenários livres de incertezas nos parâmetros utilizados.

3.3.1. Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é definido como sendo a soma dos valores de fluxo de caixa ao longo de toda vida útil do projeto, trazidos para uma data de referência ao ser aplicada uma taxa de atratividade em cada período ao longo do tempo. Esta significa o retorno mínimo esperado pelo investidor ao realizar o negócio (Sampaio, 2013). Matematicamente pode ser escrito como:

$$VPL = \sum_{i=1}^n \frac{(FC)_i}{(1+TMA)^{t_i}} \quad \text{Equação 1}$$

No qual i é o número do período de tempo, $(FC)_i$ é o fluxo de caixa no período i , TMA é a taxa mínima de atratividade e t_i é o tempo em cada período correspondente.

3.3.2. Fluxo de Caixa

É a contabilização, para cada período de tempo, das receitas, neste caso vindas da venda óleo, menos os custos, como investimentos, custos operacionais e tributos. Matematicamente pode ser escrito como:

$$(FC)_i = (RO)_i - (CO)_i - (ROY)_i - (IR)_i - (CS)_i - (INV)_i \quad \text{Equação 2}$$

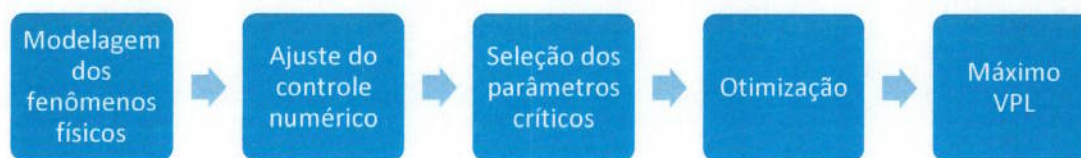
No qual $(INV)_i$ são os investimentos no projeto, sendo o principal deles em estruturas de produção. $(RO)_i$ é a receita operacional no período i , função do preço do óleo e da vazão de produção no mesmo período. $(CO)_i$ são os custos operacionais decorrentes da produção de óleo, bem como da injeção de água e CO₂. Nestes considera-se o custo de operação de um separador submarino, para separar o CO₂ produzido junto com o óleo e reinjetá-lo no reservatório. $(ROY)_i$ refere-se aos royalties, porcentagem incidente sobre a receita operacional do campo. $(IR)_i$ e $(CS)_i$ são respectivamente, o imposto de renda e a contribuição social, cuja base de cálculo é o lucro tributável, obtido a partir da receita operacional menos os custos operacionais, investimentos e depreciação das estruturas de produção.

4. METODOLOGIA

Com base nos fundamentos teóricos discutidos, foi utilizada a seguinte metodologia para se atingir os objetivos do trabalho, a qual é ilustrada na Figura 1:

1. Modelagem dos fenômenos físicos
2. Ajuste do controle numérico
3. Seleção dos parâmetros críticos
4. Otimização com o método DECE

Figura 1- Fluxo de trabalho adotado.



4.1. Modelagem dos fenômenos físicos

Durante o Estudo de Caso é modelado o reservatório sintético no qual a operação é simulada. Dentre as propriedades geológicas e dos fluidos modeladas, estão inclusos os fenômenos físicos que ocorrem durante a injeção. Na otimização da operação WAG, a incorporação dos fenômenos físicos, especialmente a histerese da permeabilidade relativa, favorece o fator de recuperação de óleo (Ghomian, 2008). Tais fenômenos foram incorporados no modelo geológico considerado, semelhante ao usado por Mello (2015). Para a histerese da permeabilidade relativa foi usado o modelo de Larsen e Skauge (1998), para a solubilização aquosa, o modelo de Harvey (1996) e para a difusão não-Fickiana, o modelo de Sigmund (1976).

4.2. Ajuste do Controle Numérico

Os ajustes de controle numérico visam otimizar o tempo de simulação sem que ocorram desajustes capazes de tornar a solução imprecisa. Seguindo as instruções do manual da CMG, foram minimizados três componentes: o percentual de erro no balanço material, o percentual de falhas que o programa teve ao simular o modelo e o tempo de CPU.

4.3. Seleção dos Parâmetros de entrada

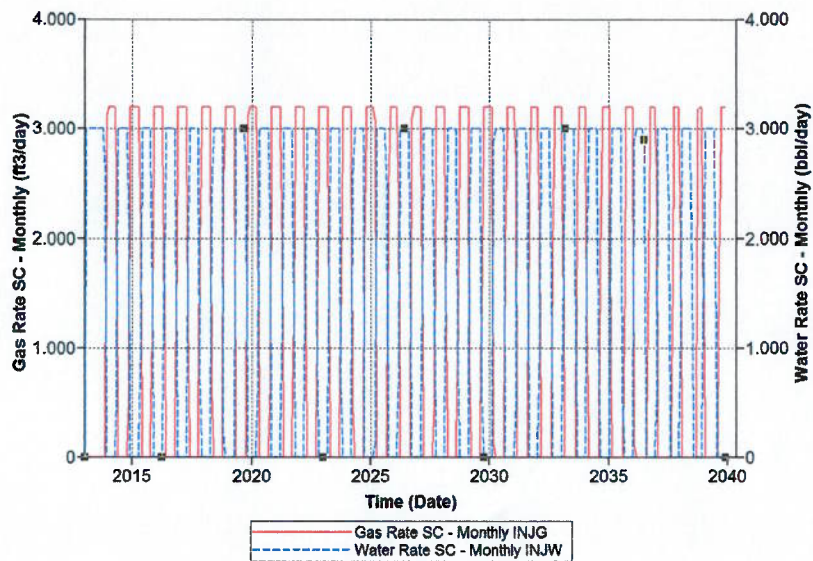
Para dar início à simulação foram utilizados os seguintes parâmetros de entrada:

Período WAG: Esta variável indica a duração de um ciclo WAG completo e único, ou seja, é o tempo entre o início da injeção de gás e final da injeção de água de um ciclo. Se o período WAG é de 1 ano, por exemplo, o simulador irá injetar água por 6 meses e depois gás por 6 meses em cada período. Ao invés de programar esse parâmetro no simulador, decidiu-se separar a otimização em diferentes casos, de forma que cada um

opere com um período WAG diferente. Essa opção visou maximizar a precisão dos resultados;

Razão WAG: Esta variável indica a razão entre o volume em condições de reservatório de gás e água injetados durante um ciclo. Para implementá-la no software, ela foi dividida em dois parâmetros, a vazão de água injetada (VAI) e a vazão de gás injetado (VGI), cujas unidades são bbl/dia e ft³/dia, respectivamente. O Gráfico 2 ilustra a variação desses parâmetros ao longo do tempo em uma simulação.

Gráfico 2- Variação das vazões de água e CO₂ ao longo do tempo.



Corte de água (CDA): indica a porcentagem de água que é produzida. Esta variável entrou como limitante, ou seja, a operação é encerrada quando o CDA atinge certo valor;

Razão gás óleo (RGO): indica a razão entre os volumes de gás e óleo que são produzidos. Esta variável entrou como limitante, ou seja, a operação é encerrada quando o RGO atinge certo valor.

5. ESTUDO DE CASO

A fim de avaliar a metodologia desenvolvida, foi montado um estudo de caso. Este exercício visa simular circunstâncias reais de uma operação de injeção WAG-CO₂ em uma plataforma no pré-sal da Bacia de Santos. Primeiramente, será discutida a modelagem de um reservatório sintético e, depois, apresentado o cenário econômico.

5.1. Modelagem do reservatório e Simulação da injeção WAG

Com o uso da ferramenta BUILDER, modelou-se um reservatório sintético, carbonático, heterogêneo e molhável à água. A malha possui 2800 células arranjadas em 20x20x7. O reservatório é dividido em 7 camadas horizontais, todas com a mesma área horizontal, homogeneamente dividida em 400 quadrados com 40000ft² cada um. A altura de cada camada varia, tornando o volume das células heterogêneo. O volume total do reservatório é de 77.021.822 m³, equivalem a configuração de poços foi a de um quarto de five-spot. Esse método consiste na perfuração de 5 poços, um produtor no centro do reservatório e 4 injetores ao redor. A escolha de modelar apenas um quarto do reservatório teve por objetivo reduzir a carga computacional e tempo de simulação durante a otimização. O volume de óleo original in situ era de 19,435 milhões de barris em condição padrão (std) (Mello, 2015). As Figuras 2 e 3 ilustram as distribuições de permeabilidade e porosidade, respectivamente. Nelas também é possível ver que os poços injetor e produtor se encontram em posições diagonais opostas do cubo, conforme seria em um suposto quarto de five-spot.

Figura 2- Ilustração do reservatório sintético modelado. É possível ver a variação de permeabilidade em diferentes pontos do modelo.

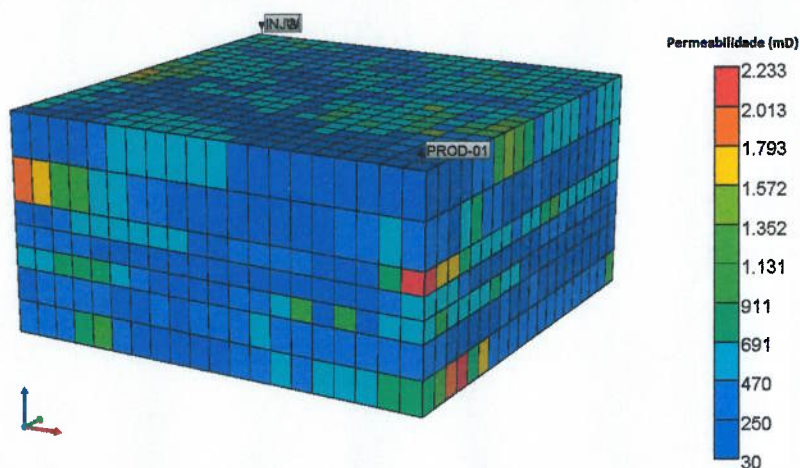
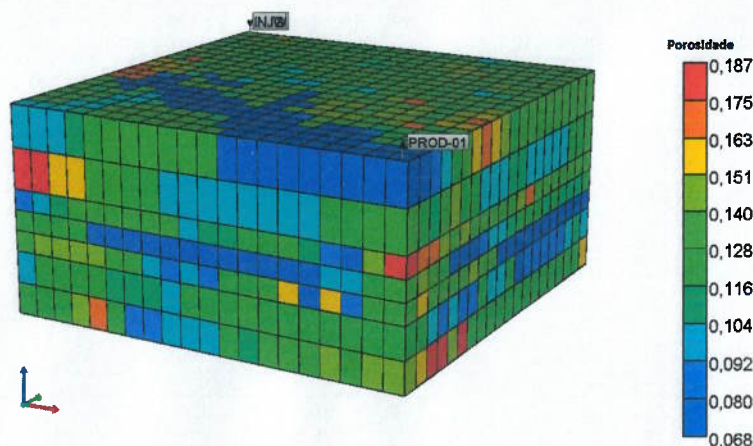


Figura 3- Ilustração do reservatório sintético modelado. É possível ver a variação de porosidade em diferentes pontos do modelo.



5.2. Avaliação dos Parâmetros

Antes de se iniciar a otimização é importante a realização de uma simulação do reservatório modelado, a fim de se avaliar os parâmetros que caracterizam o reservatório sintético gerado e as condições de produção. Essa simulação não teve por objetivo otimizar a operação, mas ponderar se o simulador e os parâmetros do reservatório estão bem ajustados.

Além disso, os valores escolhidos nessa simulação foram utilizados como caso base da otimização, ou seja, o método DECE utilizou esses parâmetros no experimento inicial da otimização, servindo como ponto de referência aos seguintes.

Os valores usados para os parâmetros de entrada foram:

- razão WAG = 3200 ft³ de CO₂ / 3000 bbl de água
- WCUT limite = 98%
- RGO limite = 1900 ft³/bbl
- Período WAG = 1 ano

Por fim, a operação foi programada para durar até 27 anos.

Os Gráficos 3 e 4 ilustram os resultados obtidos na simulação. O Gráfico 3 ilustra o comportamento do poço produtor durante toda a operação. A produção de óleo e gás inicial é de quase 2500 barris por dia e depois o comportamento cíclico dela é causada pela alternância da injeção WAG. Também é possível observar que nem a RGO nem o CDA atingiram o valor limite, logo a operação foi encerrada quando alcançou o tempo limite.

Já o Gráfico 4 ilustra o fator de recuperação (RF) da operação. Ao final dos 27 anos de produção cerca de 50% do óleo originalmente presente no reservatório foi produzido. Nota-se que a produção seguiu pelos 27 anos pré-determinados, pois nenhum dos parâmetros limitantes atingiu os valores máximos.

Gráfico 3- Parâmetros WCUT, GRO e taxa de produção de óleo mensal ao longo do tempo.

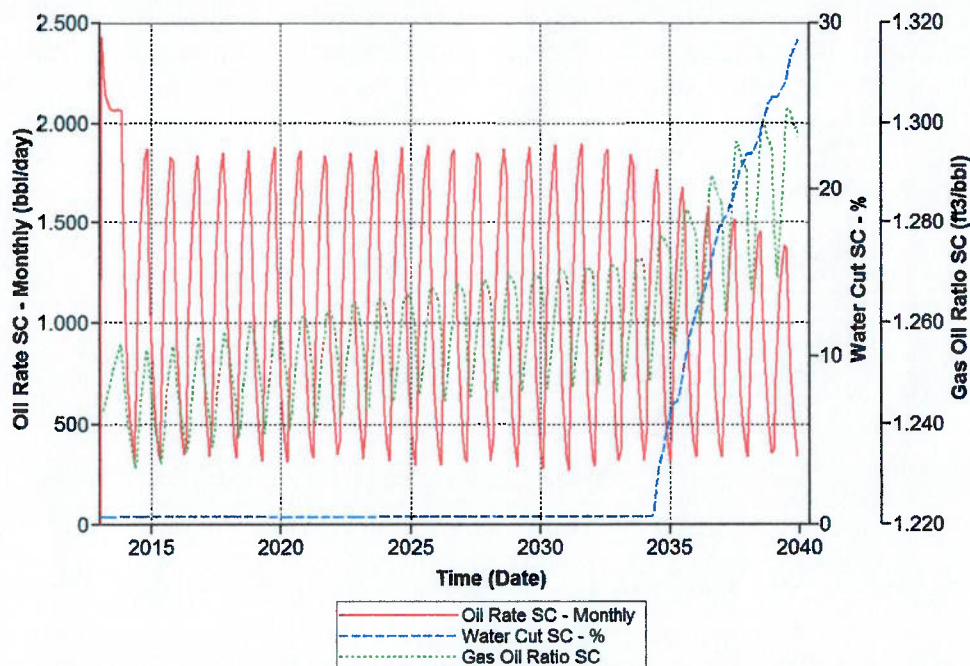
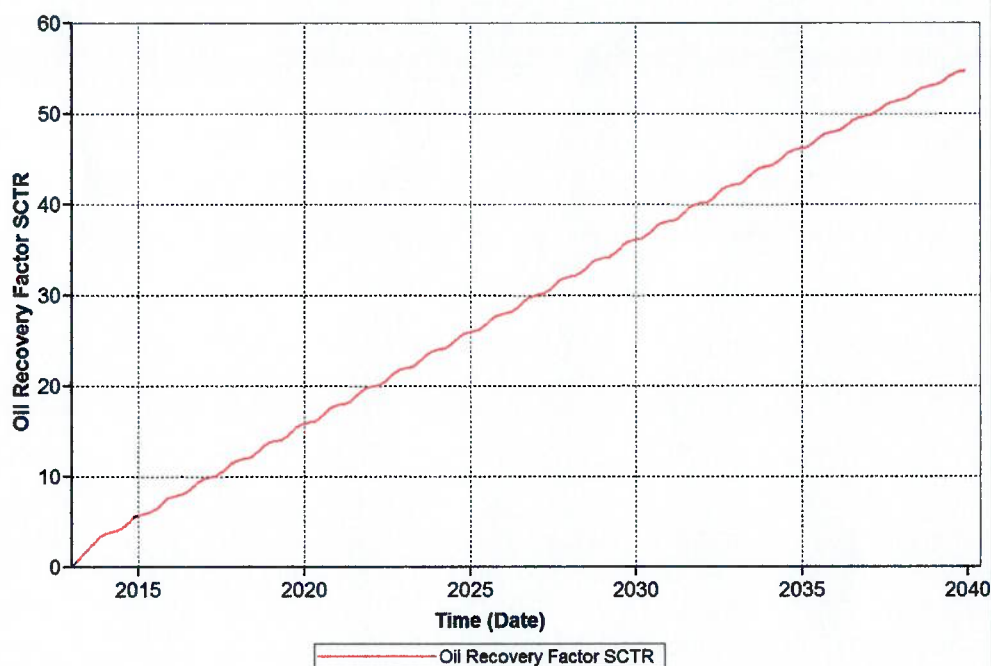


Gráfico 4- Fator de recuperação na simulação ao longo do tempo.



5.3. Cenário Econômico

Implementar um projeto de CO₂-EOR requer um grande dispêndio de capital, pois o projeto inclui a perfuração de novos poços, ou a intervenção em poços existentes, para a injeção ou produção. Além disso, o projeto também exige a instalação de uma planta para reciclar o CO₂ (reinjetar o CO₂ produzido no processo), uma infraestrutura anti-corrosão no campo produtor e a instalação de dutos para transportar o CO₂ até o campo.

Ambos os custos de capital e de operação para um projeto EOR podem variar muito. Os custos totais, isto é, preço de compra e custo de reciclagem, do CO₂ podem variar entre 25% a 50% do custo unitário do barril de óleo produzido. Assim sendo, o retorno sobre o investimento no projeto de CO₂-EOR tende a ser baixo, com um reembolso gradual e de longo tempo (NETL, 2017).

5.3.1. Dados Econômicos

A avaliação econômica feita no presente trabalho não considera as incertezas, portanto trata-se de uma avaliação determinística. Os dados foram coletados do cenário econômico provável elaborado por Sampaio (2013) e são apresentados na Tabela 1. Também são apresentados os dados referentes aos custos de produção do CO₂ presente no reservatório e ao custo de reinjeção do mesmo.

Tabela 1- Dados utilizados na avaliação econômica.

P_{óleo} (US\$/barril)	Cp_{óleo} (US\$/barril)	Cp_{água} (US\$/barril)	Cl_{água} (USD/ton)	Cp_{CO2} (USD/ton)	Cr_{CO2} (USD/Mcf)	TMA (%) a.a.)
50,00	8,00	1,50	1,00	12,50	0,70	8,8

FONTE: Sampaio (2013)

Em que:

P_{óleo} é o preço do óleo;

Cp_{óleo} é o custo de produção do óleo;

Cp_{água} é o custo de produção da água;

Cp_{CO2} é o custo de produção do CO₂;

Cr_{CO2} é o custo de reciclagem do CO₂;

TMA é a taxa de atratividade.

Os custos referentes ao CO₂ são de NETL (2017), porém para utilizá-los no fluxo de caixa do trabalho fez-se necessário a conversão de unidades para metro cúbico (m³). O fator de conversão, presente em NETL (2017), segue na Equação 3.

$$1 \text{ ton } CO_2 = 545 \text{ m}^3 CO_2 \text{ std} = 19,25 \text{ Mcf } CO_2 \text{ std} \quad \text{Equação 3}$$

Sendo std referente às condições padrão (14,7 psi e 70 °F).

O modelo de fluxo de caixa usado também incorpora o regime fiscal brasileiro simplificado, cujos valores usados estão na Tabela 2.

Tabela 2- Regime fiscal brasileiro simplificado.

Parâmetros Econômicos	Valor
Royalties	10%
PIS/COFINS	9,25%
Imposto de Renda	25%
Contribuição Social	9%

FONTE: Sampaio (2013)

Por fim, considerou-se o investimento inicial em plataforma, perfuração de poços convencionais e custo de abandono. Sampaio (2013) adotou o valor US\$ 70 milhões para tal investimento, pois usa um modelo *five-spot*. Neste há um poço produtor e quatro poços injetores, ou seja, é um setor de um campo completo e com muitos poços. Tal valor é proporcional ao investimento que seria feito nesse campo. Para a taxa de atratividade utilizada no VPL foi utilizado 8,8% a.a. (Sampaio,2013).

Como o modelo do presente trabalho é *um quarto de five-spot*, então o investimento considerado foi de US\$ 17,5 milhões, estimado pela Equação 4.

$$INV = \frac{1}{4} \text{ US\$ } 70 \text{ milhões} = \text{US\$ } 17,5 \text{ milhões} \quad \text{Equação 4}$$

6. RESULTADOS

Com o modelo pronto e o cenário econômico montado, a fase final do projeto consistiu na otimização da produção com uso do software CMOST, versão 2016, e do método de otimização DECE para encontrar soluções ótimas. Como previamente exposto, os parâmetros críticos a serem explorados pelo software, são: corte d'água (CDA), razão gás-óleo (RGO), razão WAG e período WAG. Sendo que o período WAG não entra na programação do software, pois suas possibilidades de variação são mínimas e foi considerado mais prático dividir o estudo em três casos, cada um com um período WAG diferente. No caso 1, o período foi de um ano; no caso 2, de dois anos e no caso 3, de três anos. Além disso, a razão WAG foi dividida em dois parâmetros de entrada, a vazão de água injetada (VAI) e o vazão de gás CO₂ injetado (VGI).

Para cada um dos três casos foi realizada uma otimização, na qual os 4 parâmetros (CDA, RGO, VAI e VGI) foram explorados, a fim de se encontrar a solução que maximizasse o VPL da operação. Para a definição dos intervalos nos quais os parâmetros deveriam variar, foram utilizados dados da literatura (Mello, 2015). A Tabela 3 expressa o *range* de variação de cada parâmetro.

Tabela 3- Intervalo de variação dos parâmetros.

Parâmetro	Mínimo	Máximo
Corte de água (%)	1	99
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	800	3500
Vazão de água injetada (bbl/dia)	1000	6000
Vazão de gás injetado (ft ³ /dia)	1000	6000

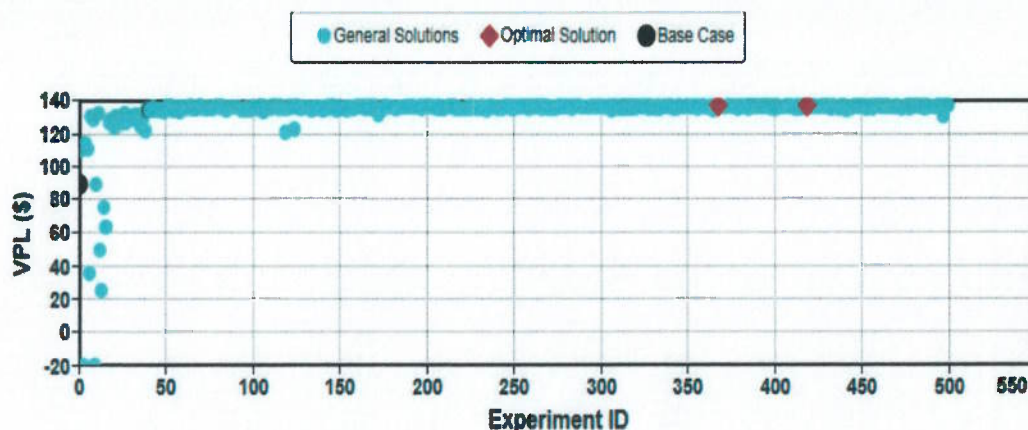
FONTE: Mello (2015)

A programação do software também exigiu a definição de outras diretrizes. Como previamente exposto, foi definido que o DECE seria o método de otimização a ser usado e que a otimização deveria maximizar a função objetivo do VPL. Também foi programado que o software deveria realizar mais de 500 experimentos antes de ser parado e, destes, detectar cinco soluções ótimas. Quanto a possíveis erros nos experimentos, o software deveria abortar a simulação de um experimento se este falhasse 10 vezes. Maior parte das falhas em experimentos ocorrem por que a simulação encontra valores não reais ou por que ela atinge um período de tempo máximo pré-determinado, o qual ficou definido em 3 horas. Com tudo pronto, as otimizações foram iniciadas.

Caso 1

Nesse primeiro caso foi utilizado um período WAG de um ano. A simulação demorou 3 horas e 27 minutos para que os resultados estabilizassem em um patamar máximo. É possível ver esse padrão no Gráfico 5, o qual mostra o VPL em função do número do experimento. A partir do experimento 40, os valores de VPL atingem um patamar máximo e variam dentro de um pequeno intervalo nos resultados seguintes.

Gráfico 5- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 1. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas



Nesse caso foram encontradas duas soluções ótimas. A segunda, encontrada no experimento 419, foi escolhida como base para os resultados e seu VPL foi de US\$137,05 milhões. Nessa simulação, a produção ocorreu de 2013 até 2033, durando 20 anos. Seus parâmetros estabelecidos foram:

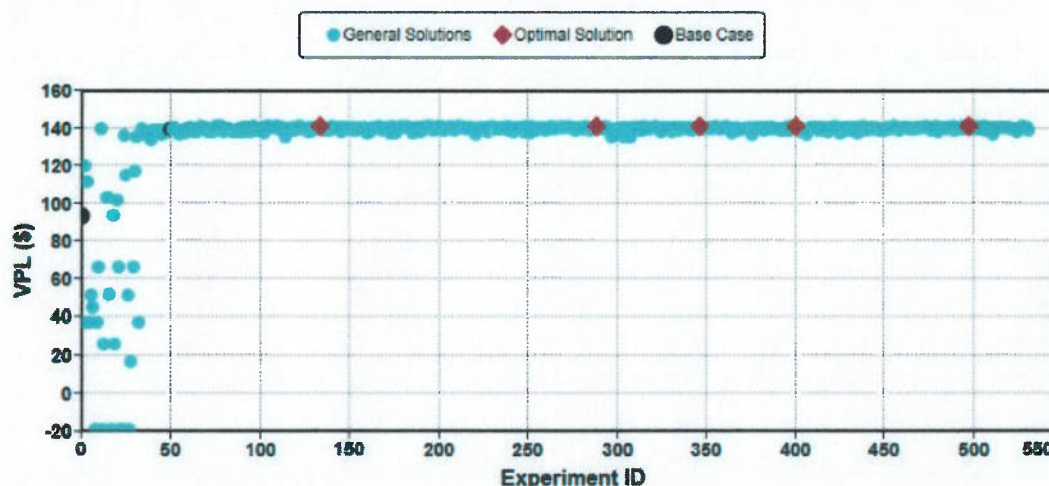
Tabela 4- Valores encontrados em uma solução ótima do caso 1.

Parâmetro	Valor
Corte de água (%)	93
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	3.350
Vazão de água injetada (bbl/dia)	6.000
Vazão de gás injetado (ft ³ /dia)	3.200
Razão WAG (bbl/ft ³)	1,88

Caso 2

O período WAG no segundo caso ficou fixo em 2 anos. Como é possível ver no Gráfico 6, no experimento 50, a simulação atingiu o patamar máximo, o que levou apenas 3 horas e 21 minutos.

Gráfico 6- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 2. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas



No Gráfico 6 é possível ver que foram realizados um pouco mais de 500 experimentos. Além disso, foram encontradas 5 soluções ótimas ao decorrer de toda a simulação. Os valores expostos se referem à solução ótima do experimento 498. O VPL encontrado nesse experimento foi de US\$141, 421 milhões. A Tabela 5 indica os parâmetros definidos para a solução ótima em questão.

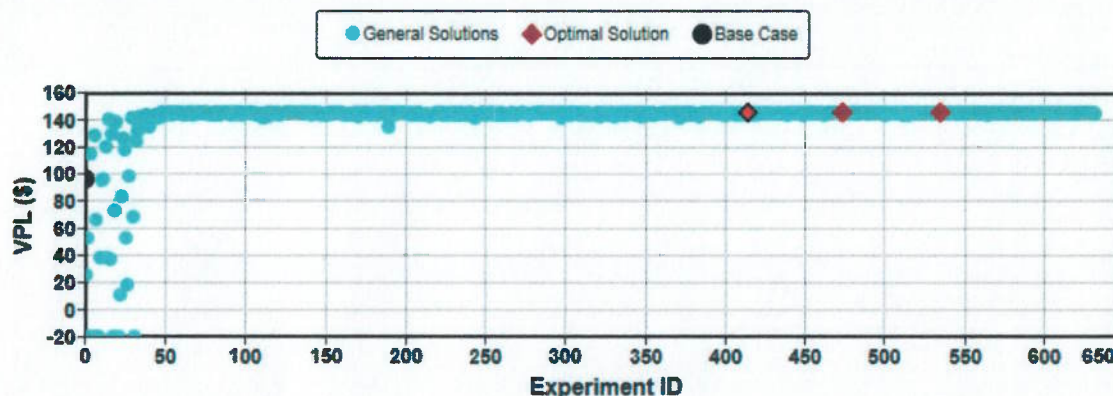
Tabela 5- Valores encontrados em uma solução ótima do caso 2.

Parâmetro	Valor
Corte de água (%)	92
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	3200
Vazão de água injetada (bbl/dia)	6000
Vazão de gás injetado (ft ³ /dia)	2875
Razão WAG (bbl/ft ³)	2,01

Caso 3

Nesse caso utilizou-se um período WAG de 3 anos. A simulação levou 2 horas e 52 minutos para que os experimentos estabilizassem no patamar máximo, o que ocorreu no experimento 50, como é pode se observar no Gráfico 7.

Gráfico 7- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 3. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas.



No total foram realizados mais de 600 experimentos e a solução ótima utilizada foi a do experimento 535. O VPL encontrado nela foi de US\$146,751 milhões. A Tabela 6 indica os valores dos parâmetros utilizados nesse experimento.

Tabela 6- Valores encontrados em uma solução ótima do caso 3.

Parâmetro	Valor
Corte de água (%)	92
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	3230
Vazão de água injetada (bbl/dia)	6000
Vazão de gás injetado (ft ³ /dia)	2600
Razão WAG (bbl/ft ³)	2,31

Após a conclusão dos 3 casos, foi realizada uma análise preliminar das otimizações, a fim de se avaliar o desempenho delas e decidir se outra rodada de simulações deveria ser feita. Felizmente, os processos ocorreram conforme o esperado. As soluções convergiram para um patamar máximo, onde o software encontrou as soluções ótimas. Entretanto, notou-se que todas soluções ótimas e maior parte das que pertenciam a esse patamar máximo, utilizaram o teto permitido de injeção de água por dia (VAI) de 6000 bbl/dia. Por esse motivo decidiu-se repensar os limites dos parâmetros e dar início a uma segunda rodada de otimizações.

Nessa nova fase de otimizações algumas outras pequenas alterações foram feitas a fim de se padronizar melhor os resultados. Todas elas foram baseadas em informações obtidas nos casos 1, 2 e 3. Primeiramente, definiu-se que cada simulação rodaria exatamente 500 experimentos, pois nas otimizações anteriores as soluções ótimas foram encontradas nesse intervalo de experimentos. Além disso, o tempo máximo permitido para que um experimento fosse considerado falho foi alterado para 720 horas. Esse aumento foi justificado por problemas ocorridos nos primeiros casos, nos quais o processamento do computador travava por fatores externos ao software e ele acabava interpretando isso como um experimento falho. Como cada otimização durou cerca de três dias e não era possível acompanhar o andamento do processo constantemente, decidiu-se estender o período máximo permitido, a fim de não haver perda de experimentos por problemas não relacionados ao software ou aos parâmetros escolhidos nesse trabalho.

A Tabela 7 apresenta os novos intervalos nos quais os parâmetros de entrada poderiam variar nos casos 4, 5 e 6. Conforme previamente explicado, o volume de água injetado acabou agindo como um limitante nas simulações anteriores e, por isso, teve um aumento considerável nessas novas otimizações. Ainda assim, o teto de 20000 bbl/dia é bem menor que a capacidade de injeção média de plataformas em operação. O aumento no intervalo da razão gás-óleo e da vazão de gás injetado serviram para acrescer o espaço de experimentação da otimização e garantir que o VPL encontrado não seria limitado pelos intervalos dos parâmetros.

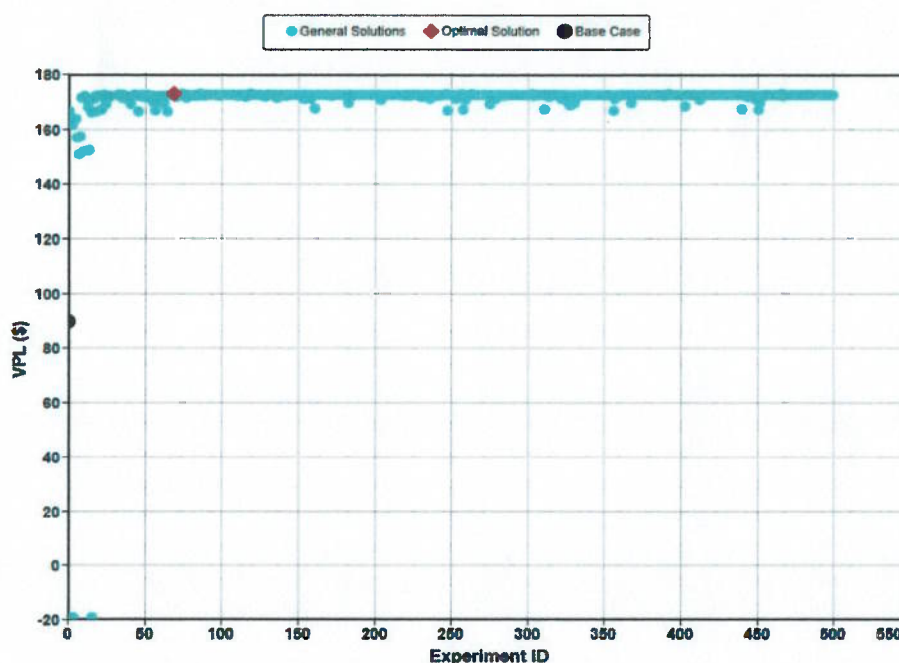
Tabela 7- Novo range de variação dos parâmetros.

Parâmetro	Mínimo	Máximo
Corte de água (%)	1	99
Razão gás-óleo (ft ³ /bbl)	1000	4500
Volume de água injetado (bbl/dia)	10000	20000
Volume de gás injetado (ft ³ /dia)	1000	8000

Caso 4

No Gráfico 8 é possível ver a variação do VPL em função dos experimentos no caso 4. Nessa otimização, o software encontrou apenas uma solução ótima: o experimento 69, o qual obteve um VPL de US\$ 173,087 milhões. A otimização durou 3 dias e 19 horas e estabilizou no patamar máximo por volta do experimento 70, após 6 horas e 30 minutos rodando. Neste caso o período WAG foi de 1 ano.

Gráfico 8- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 4. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas



Na Tabela 8 é possível ver quais foram os parâmetros utilizados no experimento 69 do caso 4. Enquanto o volume de água injetado aumentou consideravelmente,

conforme esperado, os outros parâmetros se mantiveram numa faixa próxima dos encontrados em soluções ótimas dos casos anteriores.

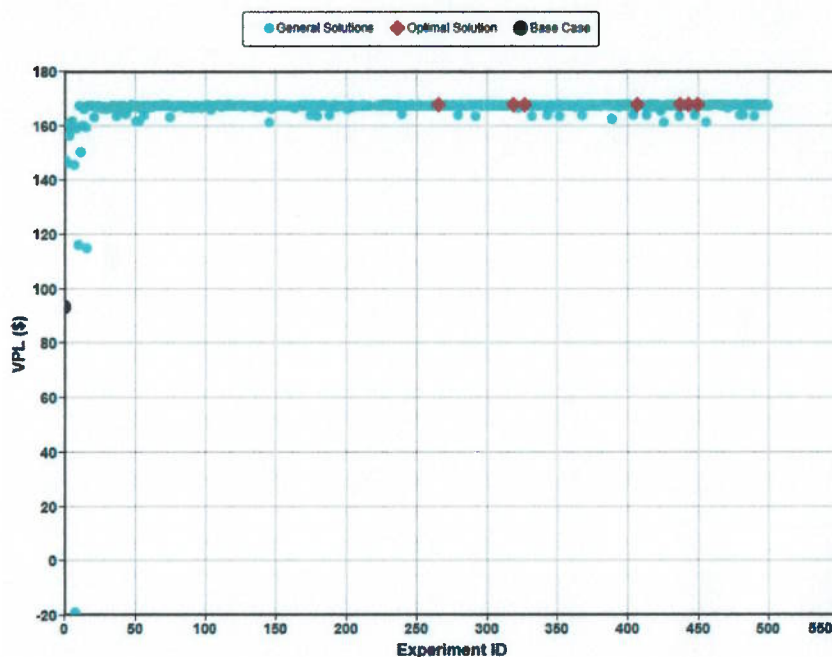
Tabela 8- Valores dos parâmetros de entrada usados na solução ótima do caso 4

Parâmetro	Valor
Corte de água (%)	92
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	2.277
Vazão de água injetada (bbl/dia)	19.100
Vazão de gás injetado (ft ³ /dia)	2.300
Razão WAG (bbl/ft ³)	8,30

Caso 5

Nessa otimização o período WAG usado foi de 2 anos. O Gráfico 9 ilustra a variação de VPL em função do experimento. Nele é possível notar que os experimentos atingiram o *patamar* máximo no experimento 65 e que foram encontradas 7 soluções ótimas. A simulação levou 4 dias e 23 horas para que todos 500 experimentos fossem simulados e 9 horas e 50 minutos para atingir o patamar máximo.

Gráfico 9- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 5. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas



Todas as 7 soluções ótimas encontradas possuem parâmetros de entrada muito semelhantes, sendo que apenas a RGO variou entre elas. O VPL encontrado foi de US\$ 168,018 milhões. A Tabela 9 apresenta os parâmetros de entrada utilizados no experimento 438, uma das soluções ótimas.

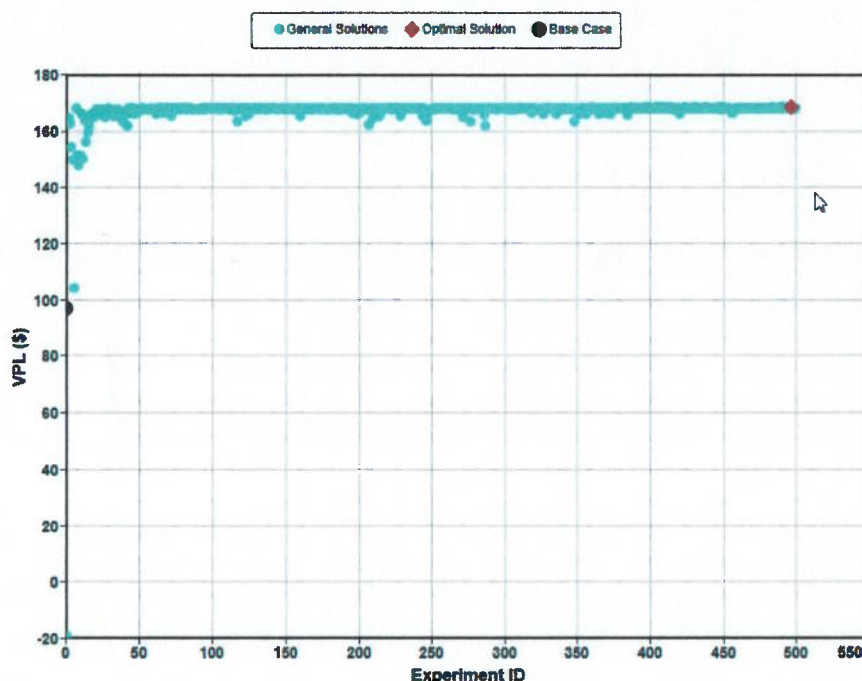
Tabela 9- Parâmetros utilizados em uma solução ótima do caso 5

Parâmetro	Valor
Corte de água (%)	91
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	3.485
Vazão de água injetada (bbl/dia)	19.250
Vazão de gás injetado (ft ³ /dia)	2.295
Razão WAG (bbl/ft ³)	8,31

Caso 6

Como no caso 3, nessa otimização o período WAG foi de 3 anos. O Gráfico 10 apresenta a variação de VPL em função dos experimentos. Após 9 horas e 50 minutos do programa rodando, é atingido o patamar máximo no experimento 75 e a otimização durou um total de 2 dias e 16 horas, realizando um total de 500 experimentos.

Gráfico 10- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 6. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas



Nesse caso apenas uma solução ótima foi encontrada e foi quase no final da simulação. O experimento 497 foi considerado ótimo. Seu VPL foi de US\$168,507 milhões. A Tabela 10 apresenta os parâmetros de entrada utilizados nessa solução ótima.

Tabela 10- Parâmetros utilizados na solução ótima do caso 6

Parâmetro	Valor
Corte d'água (%)	93
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	4200
Vazão de água injetada (bbl/dia)	19.700
Vazão de gás injetado (ft ³ /dia)	3.200
Razão WAG (bbl/ft ³)	2,88

Após essa segunda rodada de simulações, foi considerado que os resultados alcançados foram satisfatórios e que o intervalo de variação dos parâmetros críticos não agiu como limitante na otimização do VPL. Uma rápida comparação do VPL encontrado nos casos 1, 2 e 3 com o encontrado nos casos 4, 5 e 6, mostra que a alteração do intervalo de variação do parâmetro VAI afetou positivamente a otimização, como mostra a Tabela 11. Assim, as otimizações foram encerradas e como os resultados dos 3 últimos casos foram mais aceitáveis, as discussões e resultados serão mais focados neles.

7. Discussões

A Tabela 11 compila os parâmetros críticos usados nas soluções ótimas de todos os casos. É possível notar a proximidade entre os parâmetros CDA em todas as simulações. Apesar de nenhuma solução nos casos 4, 5 e 6 ter usado o teto de 20.000 barris por dia para a vazão de água injetada, todas possuem valores bem próximos do limite. Em possíveis trabalhos futuros, sugere-se expandir ainda mais o intervalo de variação. Quanto à VGI, não há muita diferença entre os valores encontrados na primeira rodada de simulações e na segunda. Como o VAI mais que triplicou, a razão WAG também aumentou em uma escala semelhante

Tabela 11- VPL e parâmetros críticos usados nas soluções ótimas de todos os casos

Caso	VPL (US\$MM)	CDA (%)	RGO (ft ³ /bbl)	VAI (bbl/dia)	VGI (ft ³ /dia)	Razão WAG (bbl/ft ³)
1	137,05	93	3.350	6.000	3.200	1,88
2	141,42	92	3.203	6.000	2.875	2,09
3	146,75	92	3.230	6.000	2.600	2,31
4	173,01	92	2.277	19.100	2.300	8,30
5	168,02	91	3.485	19.250	2.295	8,39
6	168,51	93	4.202	19.700	3.150	6,16

Com auxílio da ferramenta *Results Graph*, da CMG, foi possível se obter os dados usados nos Gráficos e Tabelas a seguir. Os Gráficos 11, 12 e 13 ilustram a variação dos parâmetros críticos limitantes ao longo do tempo nos casos 4, 5 e 6, respectivamente. É possível ver que em todos eles, foi o CDA que atingiu o valor máximo, causando o encerramento da operação. Isso explica a alta variação do RGO entre as soluções ótimas: como o CDA que encerrava as simulações, o valor do RGO não teve muita importância nesse estudo de caso. Dos Gráficos também fica evidente que em todos os casos, a operação dos poços durou por um período semelhante. O caso 4 durou 4080 dias, o caso 5 durou 4182 dias e o caso 6 operou por 4220 dias.

Gráfico 11- Variação da RGO e do CDA ao longo do tempo na solução ótima do caso 4.

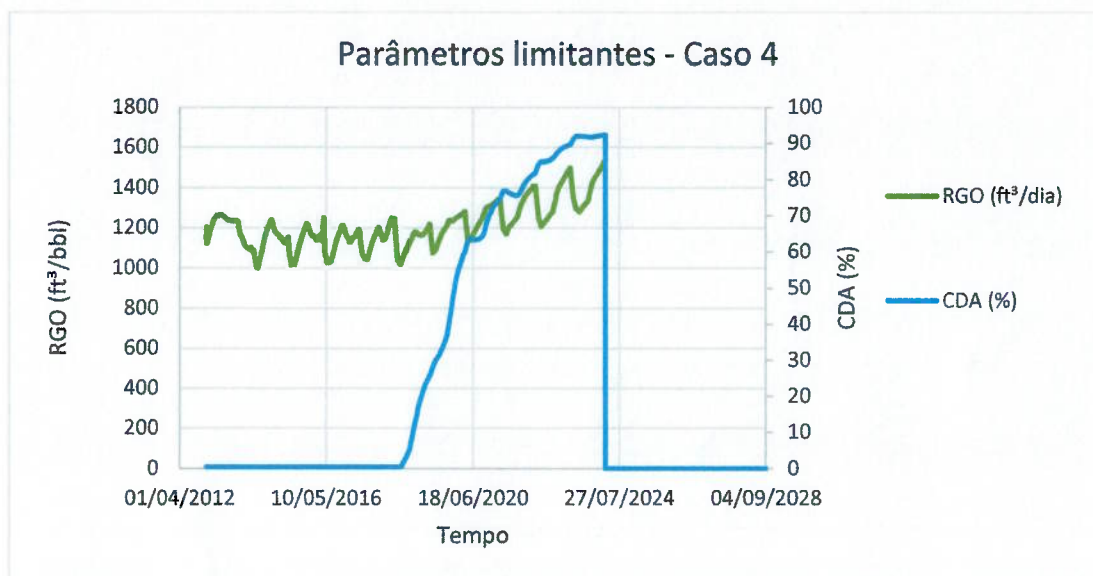


Gráfico 12- Variação da RGO e do CDA ao longo do tempo na solução ótima do caso 5.

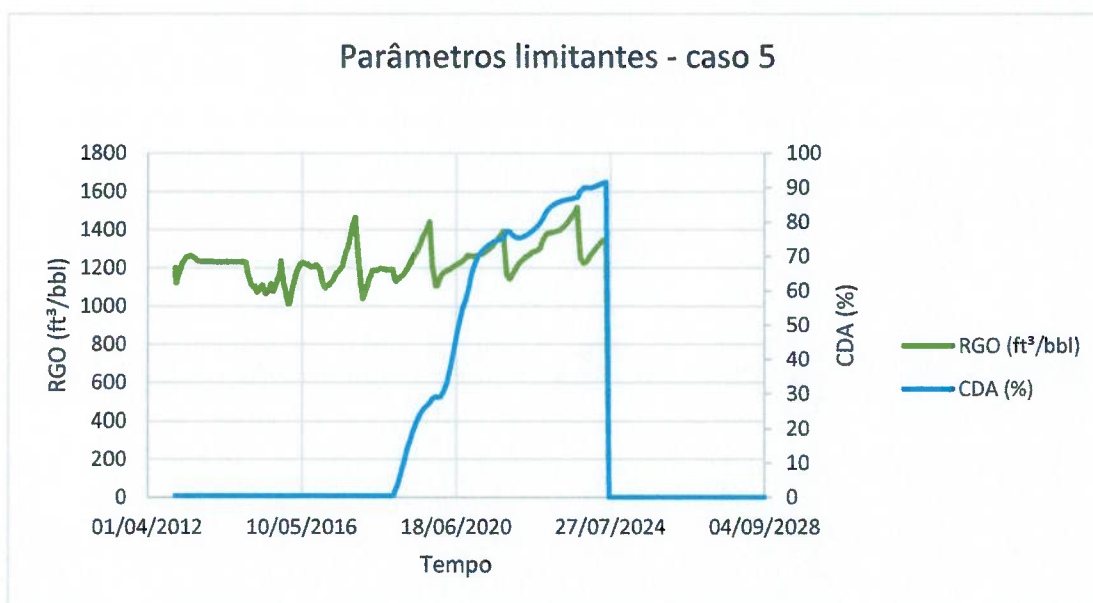
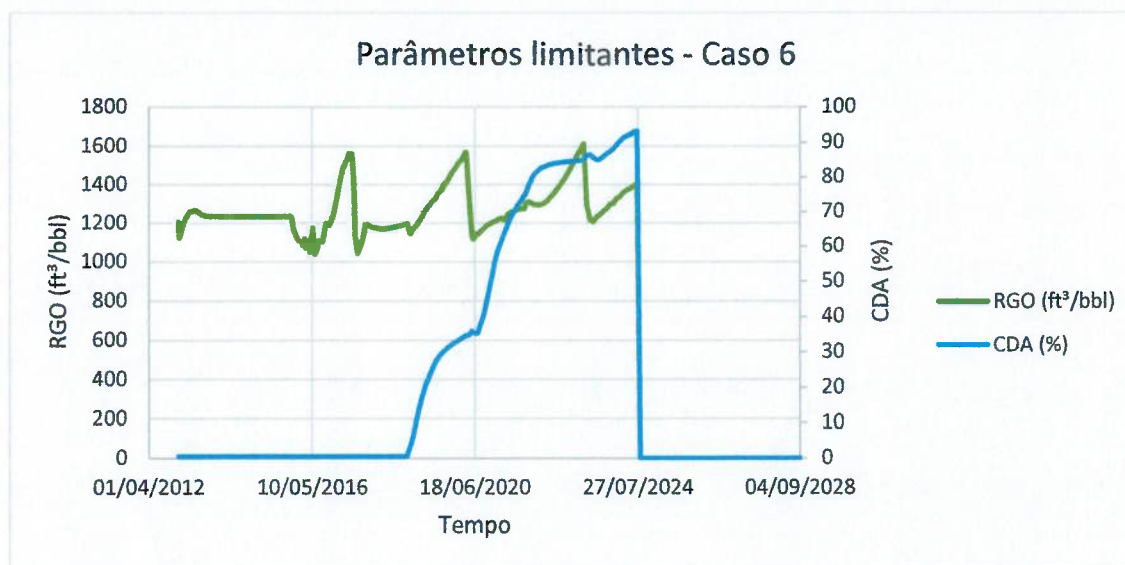


Gráfico 13- Variação da RGO e do CDA ao longo do tempo na solução ótima do caso 6.



No Gráfico 14 é possível ver o as curvas de produção acumulada de óleo ao decorrer do tempo para os 3 casos. O óleo produzido representa a receita arrecadada para o cálculo do VPL através do fluxo de caixa. Como era de se esperar, as curvas são bem semelhantes, variando apenas na largura de intervalos em que há maior e menor produção de óleo, devido aos diferentes períodos WAG de cada caso. O que é bem ilustrado nos Gráficos 15, 16 e 17, os quais apresentam o volume acumulado de água e a massa acumulada de gás CO₂ injetados nos casos 4, 5 e 6, respectivamente. A quantidade de fluidos injetados representa parcela de custos operacionais no cálculo do VPL

Gráfico 14- Produção de óleo acumulada ao longo do tempo nos casos 4, 5 e 6

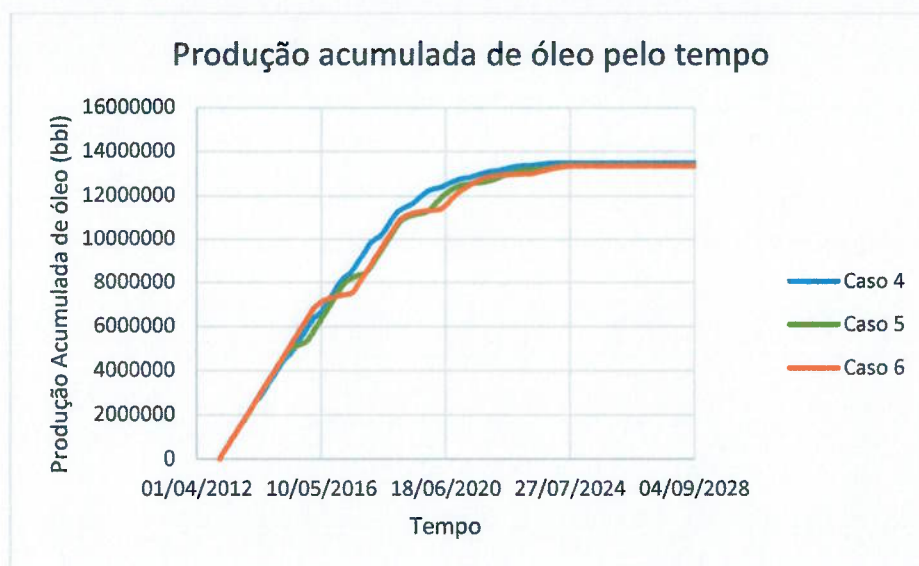


Gráfico 15- Quantidades acumuladas de fluidos injetados na solução ótima do caso 4.

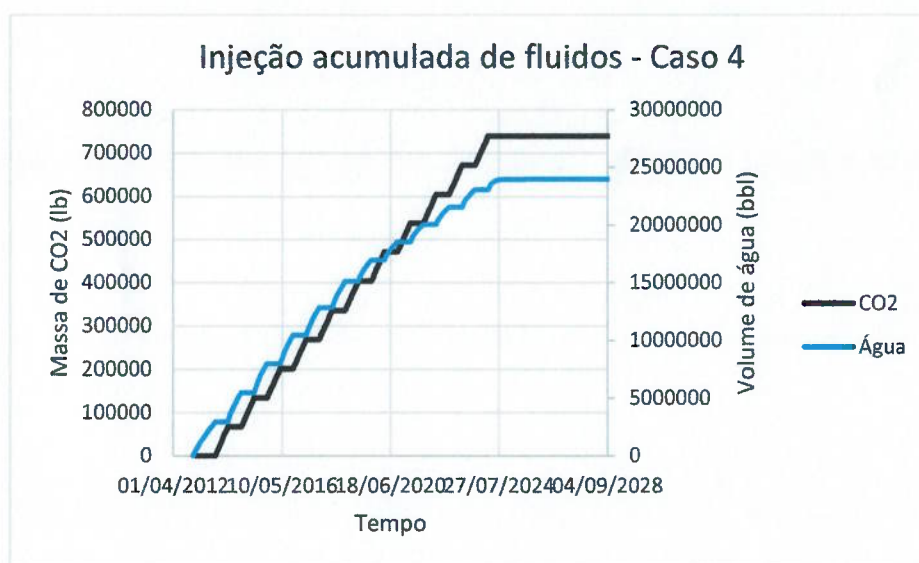


Gráfico 16- Quantidades acumuladas de fluidos injetados na solução ótima do caso 5.

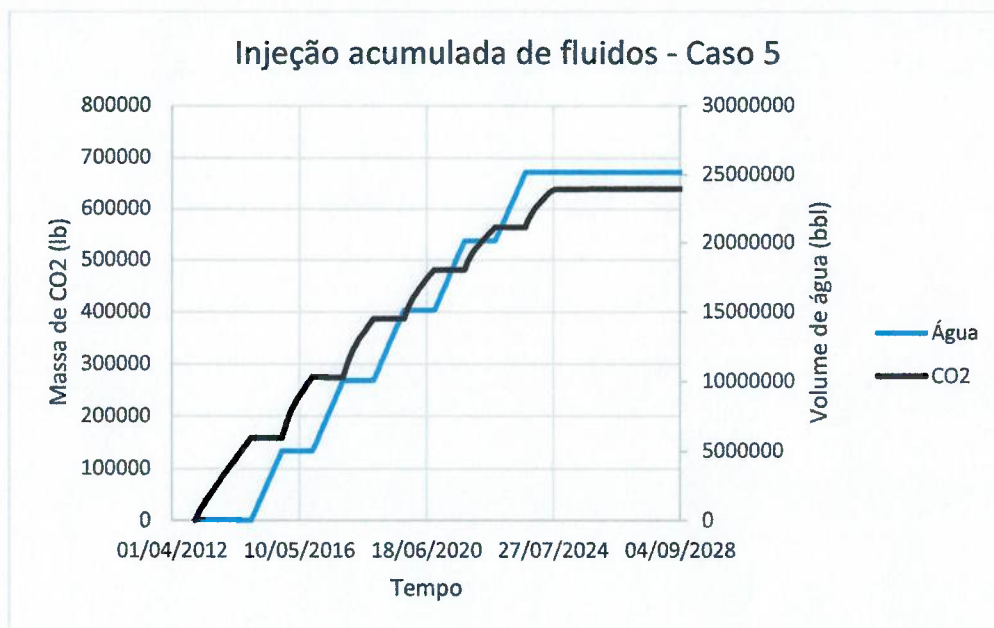
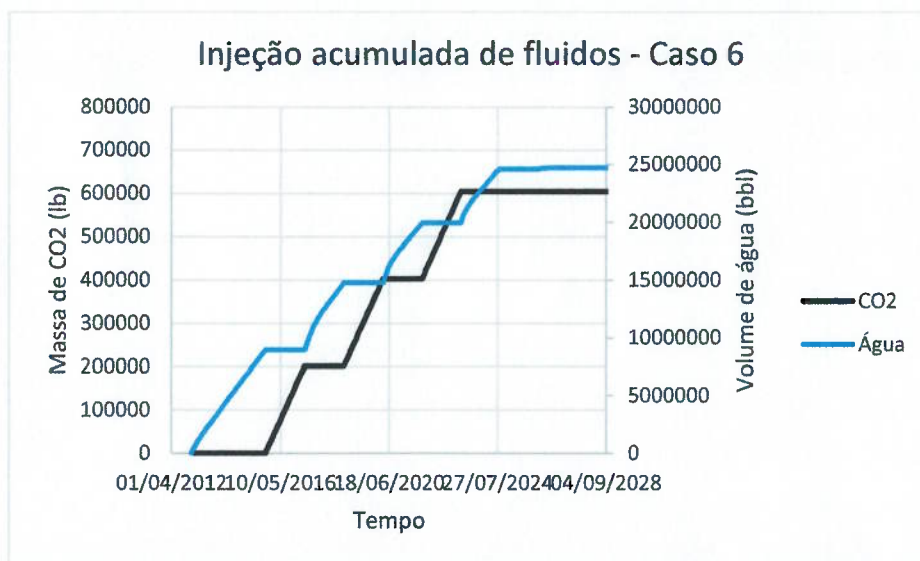


Gráfico 17- Quantidades acumuladas de fluidos injetados na solução ótima do caso 6.



A Tabela 12 compila os valores totais de; óleo produzido, fator de recuperação, água injetada e gás carbônico injetado em cada um dos casos.

Tabela 12- Compilação do VPL, óleo produzido, fator de recuperação, volume de água injetado e massa de CO₂ injetado nas soluções ótimas dos casos 4, 5 e 6

Caso	VPL (US\$MM)	Volume de óleo produzido (bbl)	Fator de recuperação (%)	Volume acumulado de água injetada (bbl)	Massa acumulada de CO ₂ injetado (lb)
4	173,01	13.489.205	69,41	24.003.900	739.091
5	168,02	13.360.954	68,75	23.980.700	671.901
6	168,51	13.367.198	68,78	24.708.900	604.711

Mesmo injetando mais CO₂, o que equivale a maiores custos, o caso 4 alcançou um VPL maior que os outros casos, pois compensou com um melhor fator de recuperação. É interessante notar que a quantidade total de água injetada não manteve uma proporção com a quantidade total de CO₂ injetado entre as diferentes soluções ótimas. Além disso, não é possível se traçar uma correlação entre o VPL e a quantidade total de fluidos injetados. Dessa Tabela também é possível concluir que o caso 4 obteve o melhor desempenho dentre todos, maximizando o VPL e o fator de recuperação do reservatório.

Por fim, a Tabela 13 apresenta os períodos de tempo que o simulador levou para alcançar etapas relevantes da simulação. Todos os casos foram rodados no mesmo computador e sob as mesmas condições de operação computacional (número de CPU designados para a tarefa), a fim de tornar a medição de tempo mais padronizada possível. Infelizmente, não foi possível incluir o tempo para a otimização ser finalizada dos casos 1, 2 e 3, pois eles não foram programados para rodar exatamente 500 simulações, o que acabou deixando-os sem base de comparação com os outros casos. Quanto às outras 3 otimizações, houve uma variação muito grande de períodos para se poder estimar com propriedade um tempo médio para que toda a operação seja concluída. O caso 5, por exemplo, levou quase o dobro de tempo que o caso 6. Isso pode ser justificado por uma queda da energia durante a simulação e pelo alto número de experimentos que tiveram de ser interrompidos e reiniciados pelo software por problemas numéricos.

Tabela 13- Período de tempo para o término da otimização, número de experimentos e tempo para as otimizações convergirem nas soluções máximas em todos os casos.

Caso	Tempo para a otimização ser finalizada (h)	Número de experimentos para a otimização atingir o patamar máximo	Tempo para a otimização atingir o patamar máximo (min)
1	-	40	207
2	-	50	201
3	-	50	172
4	91	70	780
5	119	65	590
6	64	75	580

O parâmetro número de experimentos necessários para a otimização atingir o patamar máximo, entretanto, obteve valores bem consistentes nos diferentes casos. O aumento desse número na segunda metade das otimizações, quando comparado com a primeira metade, pode ser explicado pelo aumento do *range* dos parâmetros críticos.

Como havia mais possibilidades, o software precisou de mais experimentos para convergir no patamar máximo. Esse dado, em conjunto com o tempo levado para os experimentos atingirem esse patamar, podem servir de referência para simulações futuras. Como é possível ver nos Gráficos 5 a 10, a diferença no VPL entre as soluções ótimas e as outras que atingiram esse patamar é ínfima, logo, para análises mais superficiais de VPL ou do fator de recuperação, não seria necessário aguardar o simulador encontrar uma simulação ótima, mas atingir essa fase da otimização.

De forma geral, os resultados encontrados nesse estudo de caso foram satisfatórios. Após uma rodada de otimizações, o ajuste do *intervalo* dos parâmetros críticos levou a um aumento do VPL, permitindo uma análise mais coerente dos resultados. Da Tabela 12 conclui-se que o caso 4 obteve o melhor resultado e que o melhor VPL para esse cenário seria de US\$173,01 milhões. Além disso, o método mostrou resultados adequados quanto ao tempo necessário para que a otimização seja realizada, apesar desse parâmetro estar vulnerável a influências externas ao sistema, como quedas de energia.

8. Conclusões

A metodologia discutida nesse trabalho foi fundamentada na teoria discutida na Revisão Bibliográfica. Primeiramente, foram elaborados os fundamentos teóricos necessários para a compreensão e construção do método e os parâmetros e fatores a serem levados em conta para se criar um Estudo de Caso. Um ponto diferencial desse trabalho foi a inclusão de alguns fenômenos físicos característicos da injeção alternada de água e gás CO_2 na modelagem da otimização, o que não é considerado em muitos estudos atualmente. O Estudo de Caso realizado visou ser o mais realista possível, a fim de simular as operações em um reservatório do pré-sal na Bacia de Santos com fidelidade.

Os resultados encontrados foram consistentes e permitiram a retirada de uma série de conclusões. Uma análise preliminar dos resultados obtidos na primeira rodada de otimizações levou à conclusão que o parâmetro VAI estava atuando como limitante para a maximização do VPL, pois o intervalo de variação estava muito pequeno. Assim, um ajuste nos intervalos de variação do parâmetro crítico permitiu a realização de uma segunda rodada de otimizações, o que foi realizado com facilidade demonstrando eficiência e flexibilidade do método. A melhoria dos VPLs encontrados comprova que o ajuste foi adequado, aumentando o VPL ótimo para US\$173 milhões, mais de 30 milhões a mais que nas otimizações anteriores. Além disso, foi possível tirar algumas conclusões quanto ao tempo necessário para a otimização ser realizada. Primeiramente, os dados sobre o quanto o software demora para alcançar um patamar de soluções máximas foram bem consistentes e notou-se uma relação direta entre o tamanho do intervalo de variação dos parâmetros e o número de experimentos necessários para o simulador atingir o patamar de soluções máximas. Esse fator é de grande importância no método de otimização DECE, pois seu funcionamento visa fazer com que os experimentos converjam para o máximo ou mínimo da função objetivo. Assim, uma vez que o simulador alcança esse patamar, é possível realizar análises preliminares dos resultados, mesmo que nenhuma solução ótima tenha sido encontrada ainda. Entretanto, não foi possível tirar conclusões sobre o tempo médio para a realização completa de uma otimização.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AITOKHUEHI, I., DURLOFSKY, L. J., "OPTIMIZING THE PERFORMANCE OF SMART WELLS IN COMPLEX RESERVOIRS USING CONTINUOUSLY UPDATED GEOLOGICAL MODELS", JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE & ENGINEERING, 48 (2005) 254 -264.

ALZAYER, H., SOHRABI, PROF., HERIOT-WATT UNIVERSITY, WATER-ALTERNATING-GAS INJECTION SIMULATION-BEST PRACTICES. IN: SPE EOR CONFERENCE AT OIL AND GAS WEST ASIA. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2018.

BROUWER, D. R., JASEN, J. D., "DYNAMIC WATER FLOOD OPTIMIZATION WITH SMART WELLS USING OPTIMAL CONTROL THEORY", SPE JOURNAL, 9 (4) 391-402, 2004.

CAUDLE, B.H., DYES, A.B., IMPROVING MISCIBLE DISPLACEMENT BY GAS-WATER INJECTION, PETROLEUM TRANSACTIONS, AIME, VOL. 213, 281-283, 1958.

CHEN, Y., OLIVER, D.S., ZHANG, D., "EFFICIENT ENSEMBLE-BASED CLOSED-LOOP PRODUCTION OPTIMIZATION". SPE JOURNAL, 14 (4), 634-645, 2009.

CHEN, B., REYNOLDS, A. C., "ENSEMBLE-BASED OPTIMIZATION OF THE WAG INJECTION PROCESS". SPE 173217-MS. 2015 SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM; TEXAS, EUA; 2015.

CHRISTENSEN, J.R., STENBY, E.H.; SKAUGE, A., REVIEW OF WAG FIELD EXPERIENCE, SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING, VOL. 4, No 2, 97-106, APRIL, 2001.

COMPUTER MODELING GROUP. CMOST USER GUIDE. ALBERTA, 2015. PP.269.

COMPUTER MODELING GROUP. CO2 EOR Modelling Using GEM, 2013.

EGERMANN, P., ROBIN, M., LOMBARD, J.-M., MODAVI, A., KALAM, M.Z., "GAS PROCESS DISPLACEMENT EFFICIENCY COMPARISONS ON A CARBONATE RESERVOIR", SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING, VOL. 9, N.6, DECEMBER, 621-629, 2006.

GHOMIAN, Y. RESERVOIR SIMULATION STUDIES FOR COUPLED CO2 SEQUESTRATION AND ENHANCED OIL RECOVERY. AUSTIN, TX, US: UNIVERSIDADE DE TEXAS AUSTIN, 2008.

HARVEY, A. H. SEMIEMPIRICAL CORRELATION FOR HENRY'S CONSTANTS OVER LARGE TEMPERATURE RANGES. AICHE JOURNAL, 1996.

JOHN, P.Y., ZHUANG, Z., KUMAR, K.H. AND WATTS, R.Y. A SIMULATION APPROACH IN ECONOMIC ASSESSMENT AND RISK ANALYSIS OF THE CO2 MISCIBLE FLOODING PROCESS. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, V. 4, N. 4, P. 359-374, 1990

KULKARNI, M.M. AND RAO, D.N. EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF MISCIBLE AND IMMISCIBLE WATER-ALTERNATING-GAS (WAG) PROCESS PERFORMANCE. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, V. 48, N. 1, P. 1-20, 2005.

KUUSKRAA, V.A., VAN LEEUWEN, T. AND WALLACE, M. IMPROVING DOMESTIC ENERGY SECURITY AND LOWERING CO2 EMISSIONS WITH 'NEXT-GENERATION' CO2-ENHANCED OIL RECOVERY (CO2-EOR). NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, PITTSBURGH, PA, USA, 2011.

LARSEN, J. A.; SKAUGE, A. Methodology for numerical simulation with cycle- dependent relative permeabilities. SPE Journal, SPE-38456-PA, v. 3, n. 2, p. 163-173, junho 1998.

LI, X., & WANG, S. OPTIMAL DESIGN AND UNCERTAINTY ASSESSMENT OF CO₂ WAG OPERATIONS: A FIELD CASE STUDY. IN: SPE IMPROVED OIL RECOVERY CONFERENCE. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2018.

LIGERO, E. L., MELLO, S. F., MUNOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. J. AN APPROACH TO OIL PRODUCTION FORECASTING IN WAG PROCESS USING NATURAL CO₂. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. SPETT 2012 ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 11-13 JUNE, PORTO F SPAIN, TRINIDAD. SPE-157680-MS. 2012

MELLO, S.F. CARACTERIZAÇÃO DE FLUIDO E SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL DE INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E CO₂ PARA RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS MOLHÁVEIS À ÁGUA, DISSERTAÇÃO DE MESTRADO, FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA, UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, CAMPINAS, 2015.

NETL. "CARBON DIOXIDE ENHANCED OIL RECOVERY: UNTAPPED DOMESTIC ENERGY SUPPLY AND LONG TERM CARBON STORAGE SOLUTION". NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, PITTSBURGH, PA, USA, 2017, 35 p.

PANJALIZADEH, H.; ALIZADEH, A.; GHAZANFARI, M.; ALIZADEH, N. "OPTIMIZATION OF THE WAG INJECTION PROCESS", PETROLEUM SCIENCE AND TECHNOLOGY, VOL. 33 (3), PP. 294-301, 2015.

SAMPAIO, M. A., MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO ASSISTIDO PARA COMPARAÇÃO ENTRE POÇOS CONVENCIONAIS E INTELIGENTES CONSIDERANDO INCERTEZAS, TESE DE DOUTORADO, FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA, UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, CAMPINAS, 2013.

RAHMAWATI, S.D., WHITSON, C.H. AND FOSS, B. A MIXED-INTEGRO-NON-LINEAR PROBLEM FORMULATION FOR MISCIBLE WAG INJECTION. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, v. 109, p. 164-176, 2013.

SAMPAIO, M. A., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER, D. J., "ASSISTED OPTIMIZATION METHOD FOR COMPARISON BETWEEN CONVENTIONAL AND INTELLIGENT PRODUCERS CONSIDERING UNCERTAINTIES". JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, 133 (2015) 268-279.

SANTANA, G. M. EFEITOS DE HISTERESE DE PERMEABILIDADE RELATIVA EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO LEVE COM INJEÇÃO WAG-CO₂. 2014. 152 F. TESE (MESTRADO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO) - FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS, UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, CAMPINAS, 2014.

SARMA, P.; AZIZ, K.; DURLOFSKY, L. J.; "IMPLEMENTATION OF ADJOINT SOLUTION FOR OPTIMAL CONTROL OF SMART WELLS", SPE 92864, 2005 SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, HOUSTON, TEXAS, USA, FEBRUARY, 2005.

SIGMUND, P. M. PREDICTION OF MOLECULAR DIFFUSION AT RESERVOIR CONDITIONS. PART 2. ESTIMATING THE EFFECT OF MOLECULAR DIFFUSION AND CONVECTIVE MIXING IN MULTICOMPONENT SYSTEMS. JOURNAL OF CANADIAN PETROLEUM TECHNOLOGY, v. 53, 1976.

SPITERI, E. J.; JUANES, R. IMPACT OF RELATIVE PERMEABILITY HYSTERESIS ON THE NUMERICAL SIMULATION OF WAG INJECTION. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, v. 50, N. 2, P. 115-139, 2006.

VAN DIJKE, M.I.J., SORBIE, K.S., SOHRABI, M. AND DANESH, A. SIMULATION OF WAG FLOODS IN AN OIL-WET MICROMODEL USING A 2-D PORE-SCALE NETWORK MODEL. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, V. 52, N. 1, P. 71-86, 2006.

VAN DIJKE, M. I. J.; SORBIE, K. S. PORE-SCALE MODELLING OF THREE-PHASE FLOW IN MIXED-WET POROUS MEDIA: MULTIPLE DISPLACEMENT CHAINS. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, V. 39, N. 3, P. 201-216, 2003.

XIAO, P., YANG, Z., WANG, X., XIAO, H. AND WANG, X. EXPERIMENTAL INVESTIGATION ON CO₂ INJECTION IN THE DAQING EXTRA/ULTRA-LOW PERMEABILITY RESERVOIR. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, V. 149, P. 765-771, 2017.

WANG, C., LI, G., REYNOLDS, A.C., 2009. "PRODUCTION OPTIMIZATION IN CLOSED-LOOP RESERVOIR MANAGEMENT", SPE-109805, SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, ANAHEIM, CALIFORNIA, USA, 11-14 NOVEMBER 2007.

WANG, Z., LEI, H., DONG, Y., YANG, M., LI, L. AND YANG, S. OIL RECOVERY PERFORMANCE AND PERMEABILITY REDUCTION MECHANISMS IN MISCIBLE CO₂ WATER-ALTERNATIVE-GAS (WAG) INJECTION AFTER CONTINUOUS CO₂ INJECTION: AN EXPERIMENTAL INVESTIGATION AND MODELING APPROACH. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, 2016.

YETEN, B., BROUWER, D. R., DURLOFSKY, L. J., AZIZ, K., "DECISION ANALYSIS UNDER UNCERTAINTY FOR SMART WELL DEPLOYMENT", JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE & ENGINEERING, 43 (2004) 183 -199.

Universidade de São Paulo

Engenharia de Petróleo – Escola Politécnica

Número: 4341867USP

Data:09/11/2018



Otimização da recuperação de reservatórios de petróleo sob injeção WAG-CO₂

Rodrigo Terra da Silva Seto

Orientador: Prof. Dr. Márcio Augusto Sampaio Pinto

Artigo Sumário referente à disciplina PMI1096 – Trabalho de Formatura para Engenharia de Petróleo II
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP

Resumo

Este trabalho tem como objetivo definir uma metodologia eficiente e robusta para a otimização do fator de recuperação em reservatórios de petróleo com o uso do método de injeção alternada de água e gás CO₂ (WAG-CO₂). A otimização tem por finalidade maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) da operação, através da manipulação de parâmetros críticos na injeção WAG-CO₂. Para realizar as otimizações, utiliza-se o simulador composicional CMOST, um software da companhia *Computer Modelling Group* (CMG), e o método de otimização *Designed Exploration and Controlled Evolution* (DECE). Um ponto diferencial dessa metodologia, é que a modelagem da otimização inclui fenômenos físicos característicos da injeção WAG-CO₂, os quais são, muitas vezes, ignorados pelos simuladores comerciais. Por fim, é realizado um estudo de caso a fim de avaliar o desempenho da metodologia construída. Esse estudo de caso visou criar com maior fidelidade possível o cenário característico de um reservatório de óleo localizado na região do pré-sal, na Bacia de Santos. Os resultados apresentaram consistência com o que era esperado, maximizando o VPL da operação de maneira precisa e coerente.

Abstract

This article presents an efficient and robust methodology to optimize oil recovery from reservoirs with the use of the water alternating CO₂ gas injection method (WAG-CO₂). The objective of the optimization is to maximize the Net Present Value (NPV) of the operation, by manipulating critical parameters of the WAG-CO₂ injection. The simulations were done with the compositional simulator CMOST, a software from Computer Modelling Group (CMG). The optimization method used is called Designed Exploration and Controlled Evolution (DECE) and was created by CMG. A differential aspect about this methodology is that it takes into account some physical phenomenon that are associated to WAG-CO₂ injection, but many commercial simulators do not consider. In addition, a case study is presented to evaluate the performance of the methodology. The parameters and characteristics of this case were based on real data from a Brazilian pre-salt reservoir, at Santos Basin. The results were consistent with what was expected, maximizing the NPV of the operation in a precise and coherent manner.

1. Introdução

A fim de acompanhar a crescente demanda de óleo e gás no mundo ao mesmo tempo que as reservas se tornam de mais difícil acesso, a indústria petrolífera deve se renovar continuamente para que suas operações se mantenham economicamente viáveis. Portanto, surge o uso de métodos de recuperação avançados, os quais conseguem extrair frações do óleo residual que nem os métodos primários nem os secundários conseguiriam produzir. Existem diversas técnicas de recuperação avançada, incluindo injeção de gases, polímeros, álcool, etc., mas esse trabalho manterá o foco na injeção de água alternada com gás (do inglês, water alternating gas, WAG), sendo que no caso, o gás injetado é o dióxido de carbono (CO₂). As particularidades dessa técnica a torna muito atraente para ser usada como método de recuperação especial nos recém descobertos campos do pré-sal, na Bacia de Santos. Dentre as muitas características singulares destes campos, destacam-se as altas concentrações de dióxido de carbono, cerca de 20%, presente nos reservatórios. Além disso, as longas distâncias da costa, as limitações para a construção de instalações capazes de processar e armazenar gases nas plataformas e os problemas ambientais associados à liberação de CO₂

na atmosfera tornam a injeção WAG-CO₂ um método eficaz para a produção de óleo e gás, pois com ela é possível reinjetar o gás carbônico produzido na formação.

Os métodos convencionais de recuperação normalmente envolvem a injeção de fluidos no reservatório, e os fluidos mais usuais são a água ou dióxido de carbono. Cada método tem suas funções e particularidades. Normalmente a injeção de água é usada para manter a pressão do reservatório e deslocamento dos fluidos para os poços produtores. A injeção de gás, no entanto, apresenta uma melhor eficiência no quesito deslocamento de óleo em escala macroscópica. A fim de se atingir melhores taxas de produção de óleo, o método de injeção WAG-CO₂ visa utilizar particularidades da água e do gás carbônico simultaneamente e de como os fluidos interagem entre si. Alguns autores já estudaram os efeitos dessa combinação (Egermann, 2006; Caudle e Dyes, 1958; Christensen, 2001) e concluíram que a injeção WAG consegue combinar pontos positivos da injeção de gás (melhor deslocamento do óleo) e da injeção de água (melhor eficiência de varrido em escala macroscópica). O método WAG-CO₂ é especialmente interessante em campos offshore que produzem CO₂, caso dos campos do pré-sal. Testes preliminares nesses reservatórios indicaram que esse método pode aumentar a recuperação de óleo em cerca de 50% quando comparado a recuperação obtida pela injeção de água (Ligero et al., 2012).

Entretanto, a ocorrência de alguns fenômenos físicos na injeção WAG-CO₂, maior parte deles associados ao fluxo trifásico de fluidos em meios porosos, tornam a simulação numérica dela consideravelmente mais complexa que os métodos tradicionais. Inúmeros trabalhos já estudaram a otimização do desempenho de reservatórios sob a injeção de água (Brouwer e Jansen, 2004; Sarma et al., 2005; Aitokhuehi e Durlofsky, 2005; Yeten et al., 2004; Wang et al., 2009; Sampaio et al., 2015); entretanto existe uma lacuna na literatura quando se trata de injeção WAG-CO₂ (Panjalizadeh et al., 2015; Chen e Reynolds, 2015). Isso pode ser explicado pela alta carga computacional que essas simulações exigem, tomando tempo e investimentos.

1.1. Objetivos

Este trabalho tem por objetivo aplicar uma metodologia para a otimização da recuperação de óleo em reservatórios sob o método de recuperação avançado: injeção alternada de água e gás CO₂ (WAG-CO₂). Para tanto é utilizada simulação composicional com o software CMOST e o método de otimização Design Exploration and Controlled Evolution (DECE).

2. Metodologia

O método seguido pode ser dividido em 4 passos: Modelagem dos fenômenos físicos, Ajuste do Controle Numérico, Seleção dos parâmetros de entrada e Otimização com o Método DECE

Segundo Mello (2015), alguns fenômenos físicos característicos da injeção WAG-CO₂ tornam sua simulação mais complexa do que a simulação das injeções usuais. A incorporação dos fenômenos físicos, especialmente a histerese da permeabilidade relativa, favorece o fator de recuperação de óleo (Ghomian, 2008). Tais fenômenos foram incorporados no modelo geológico considerado, semelhante ao usado por Mello (2015). Para a histerese da permeabilidade relativa foi usado o modelo de Larsen e Skauge (1998), para a solubilização aquosa, o modelo de Harvey (1996) e para a difusão não-Fickiana, o modelo de Sigmund (1976).

Os ajustes de controle numérico visam otimizar o tempo de simulação sem que ocorram desajustes capazes de tornar a solução imprecisa. Seguindo as instruções do manual da CMG, foram minimizados três componentes: o percentual de erro no balanço material, o percentual de falhas que o programa teve ao simular o modelo e o tempo de CPU.

Foram escolhidos os seguintes parâmetros de entrada para a otimização:

Período WAG: Esta variável indica a duração de um ciclo WAG completo e único, ou seja, é o tempo entre o início da injeção de gás e final da injeção de água de um ciclo. Se o período WAG é de 1 ano, por exemplo, o simulador irá injetar água por 6 meses e depois gás por 6 meses em cada período. Ao invés de programar esse parâmetro no simulador, decidiu-se separar a otimização em diferentes casos, de forma que cada um opere com um período WAG diferente. Essa opção visou maximizar a precisão dos resultados;

Razão WAG: Esta variável indica a razão entre o volume em condições de reservatório de gás e água injetados durante um ciclo. Para implementá-la no software, ela foi dividida em dois parâmetros, a vazão de água injetada (VAI) e a vazão de gás injetado (VGI), cujas unidades são bbl/dia e ft³/dia, respectivamente.

Corte de água (CDA): indica a porcentagem de água que é produzida. Esta variável entrou como limitante, ou seja, a operação é encerrada quando o CDA atinge certo valor;

Razão gás óleo (RGO): indica a razão entre os volumes de gás e óleo que são produzidos. Esta variável entrou como limitante, ou seja, a operação é encerrada quando o RGO atinge certo valor.

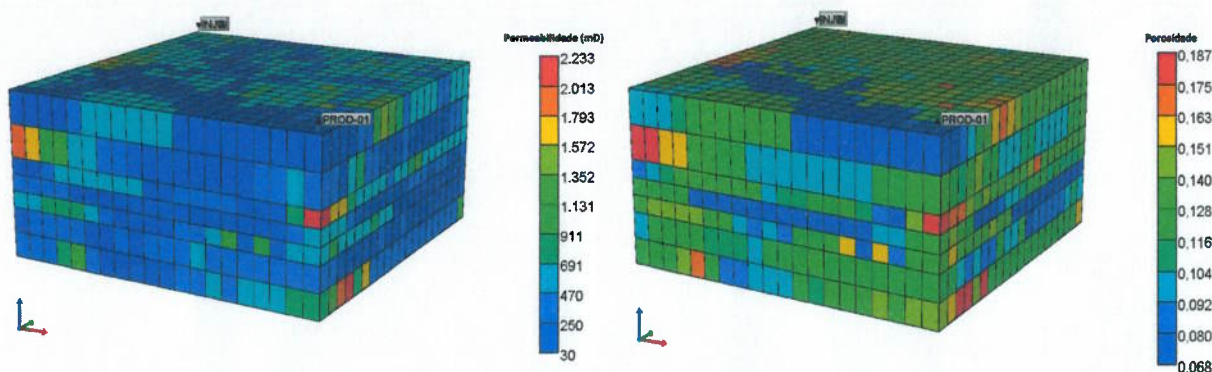
3. Estudo de Caso

A fim de avaliar a metodologia desenvolvida, foi montado um estudo de caso. Este exercício visa simular circunstâncias reais de uma operação de injeção WAG-CO₂ em uma plataforma no pré-sal da Bacia de Santos. Primeiramente, será discutida a modelagem de um reservatório sintético e, depois, apresentado o cenário econômico.

3.1. Modelagem do Reservatório

Com o uso da ferramenta BUILDER, modelou-se um reservatório sintético, carbonático, heterogêneo e molhável à água. Suas dimensões equivalem a um quarto de five-spot. Esse método consiste na perfuração de 5 poços, um produtor no centro do reservatório e 4 injetores ao redor. A escolha de modelar apenas um quarto do reservatório teve por objetivo reduzir a carga computacional e tempo de simulação durante a otimização. O volume de óleo original in situ era de 19,435 milhões de barris em condição padrão (std) (Mello, 2015). As figuras 1 e 2 ilustram as distribuições de permeabilidade e porosidade, respectivamente. Nelas também é possível ver que os poços injetor e produtor se encontram em posições diagonais opostas do cubo, conforme seria em um suposto quarto de five-spot.

Figura 1- Ilustrações do reservatório sintético modelado. À esquerda é possível ver a variação de permeabilidade em diferentes pontos do modelo. À direita é possível ver a variação da porosidade em diferentes pontos do modelo.



FONTE: Do próprio autor.

3.2. Cenário Econômico

Para a avaliação da viabilidade econômica da injeção WAG-CO₂ é necessário o uso de indicadores econômicos. Para tanto foi escolhido o Valor Presente Líquido (VPL), um indicador que consegue incorporar os benefícios financeiros vindos da produção de óleo e descontar custos com a produção e os investimentos necessários. Outro conceito utilizado é o fluxo de caixa. Esse é a contabilização, para cada período de tempo, das receitas, neste caso vindas da venda óleo, menos os custos, como investimentos, custos operacionais e tributos.

3.2.1. Dados Econômicos

A avaliação econômica feita no presente trabalho não considera as incertezas, portanto trata-se de uma avaliação determinística. Os dados foram coletados do cenário econômico provável elaborado por Sampaio (2013) e são apresentados na Tabela 1. Também são apresentados os dados referentes aos custos de produção do CO₂ presente no reservatório e ao custo de reinjeção do mesmo.

Tabela 1- Dados utilizados na avaliação econômica.

P _{óleo} (US\$/barril)	Cp _{óleo} (US\$/barril)	Cp _{água} (US\$/barril)	Ci _{água} (USD/ton)	Cp _{CO2} (USD/ton)	Cr _{CO2} (USD/Mcf)	i (% a.a.)
50,00	8,00	1,50	1,00	12,50	0,70	8,8

FONTES: Sampaio (2013)

Em que P_{óleo} é o preço do óleo, Cp_{óleo} é o custo de produção do óleo, Cp_{água} é o custo de produção da água, Cp_{CO2} é o custo de produção do CO₂, Cr_{CO2} é o custo de reciclagem do CO₂ e i é a taxa de desconto.

O modelo de fluxo de caixa usado também incorpora o regime fiscal brasileiro simplificado, inclusive ROYALTS, PIS/COFINS e imposto de renda

Por fim, considerou-se o investimento inicial em plataforma, perfuração de poços convencionais e custo de abandono. Sampaio (2013) adotou o valor US\$ 70 milhões para tal investimento, pois usa um modelo *five-spot*. Neste há um poço produtor e quatro poços injetores, ou seja, é um setor de um campo completo e com muitos poços. Tal valor é proporcional ao investimento que seria feito nesse campo. Como o modelo do presente trabalho é um quarto de *five-spot*, então o investimento considerado foi de US\$ 17,5 milhões

4. Resultados e Discussão

O estudo de caso foi dividido em diferentes casos. No primeiro caso o ciclo WAG é de um ano, no segundo o ciclo é de dois anos e no terceiro caso o ciclo é de três anos. Após uma análise preliminar dos resultados obtidos nesses 3 primeiros casos, foi decidido refazê-los com novos intervalos para variação dos parâmetros.

Os parâmetros variaram conforme indicado na Tabela 2.

Tabela 2- Range dos parâmetros críticos em todos os casos.

Parâmetros	Intervalo nos casos 1, 2 e 3	Intervalos nos casos 4, 5 e 6
VAI	1000 a 6000 bbl/dia	10000 a 20000 bbl/dia
VGI	1000 a 6000 ft ³ /dia	1000 a 8000 ft ³ /dia
RGO	800 a 3500 ft ³ /bbl	1000 a 4500 ft ³ /bbl
CDA	1% a 99%	1% a 99%

A tabela 3 compila os parâmetros críticos usados nas soluções ótimas de todos os casos. É possível notar a proximidade entre os parâmetros CDA em todas as simulações. Apesar de nenhuma solução nos casos 4, 5 e 6 ter usado o teto de 20.000 barris por dia para a vazão de água injetada, todas possuem valores bem próximos do limite. O VGI manteve certa estabilidade e não variou muito entre os casos.

Tabela 3- VPL e parâmetros críticos usados nas soluções ótimas de todos os casos

Caso	VPL (US\$MM)	CDA (%)	RGO			Razão WAG (bbl/ft ³)
			(ft ³ /bbl)	VAI (bbl/dia)	VGI (ft ³ /dia)	
1	137,05	93	3.350	6.000	3.200	1,88
2	141,42	92	3.203	6.000	2.875	2,09
3	146,75	92	3.230	6.000	2.600	2,31
4	173,01	92	2.277	19.100	2.300	8,30
5	168,02	91	3.485	19.250	2.295	8,39
6	168,51	93	4.202	19.700	3.200	2,88

Em todos os casos, o CDA atingiu o valor máximo, causando o encerramento da operação. Considera-se, portanto, que no estudo de caso em questão, o CDA foi um parâmetro mais influente do que a RGO.

A tabela 4 compila os valores totais de: óleo produzido, fator de recuperação, água injetada e gás carbônico injetado nos casos 4, 5 e 6, os quais alcançaram resultados mais expressivos.

Tabela 4- Compilação do VPL, óleo produzido, fator de recuperação, volume de água injetado e massa de CO₂ injetado nas soluções ótimas dos casos 4, 5 e 6

Caso	VPL (US\$MM)	Volume de óleo produzido (bbl)	Fator de recuperação (%)	Volume acumulado de água injetada (bbl)	Massa acumulada de CO ₂ injetado (lb)
4	173,01	13.489.205	69,41	24.003.900	739.091
5	168,02	13.360.954	68,75	23.980.700	671.901
6	168,51	13.367.198	68,78	24.708.900	604.711

Mesmo injetando mais CO₂, o que equivale a maiores custos, o caso 4 alcançou um VPL maior que os outros casos, pois compensou com um melhor fator de recuperação. É interessante notar que a quantidade total de água injetada não manteve uma proporção com a quantidade total de CO₂ injetado entre as diferentes soluções ótimas. Além disso, não é possível se traçar uma correlação entre o VPL e a quantidade total de fluidos injetados.

Por fim, a tabela 6 apresenta os períodos de tempo que o simulador levou para alcançar etapas relevantes da simulação. Todos os casos foram rodados no mesmo computador e sob as mesmas condições de operação computacional (número de CPU designados para a tarefa), a fim de tornar a medição de tempo mais padronizada possível. O tempo total das otimizações 4, 5 e 6 foram computados, porém são inconclusivos, pois o desvio deles é muito grande para se estabelecer um padrão.

Tabela 5- Período de tempo para o término da otimização, número de experimentos e tempo para as otimizações convergirem nas soluções máximas em todos os casos.

Caso	Tempo para otimização ser finalizada (h)	Número de experimentos para a otimização atingir o patamar máximo	Tempo para a otimização atingir o patamar máximo (min)
1	-	40	207
2	-	50	201
3	-	50	172
4	91	70	780
5	119	65	590
6	64	75	580

O parâmetro número de experimentos necessários para se atingir o patamar máximo, entretanto, obteve valores bem consistentes nos diferentes casos. Esse dado, em conjunto com o tempo levado para os experimentos atingirem esse *plateau*, podem servir de referência para simulações futuras, pois a diferença no VPL entre as soluções ótimas e as outras que atingiram esse patamar é ínfima. O que indica que para análises mais superficiais, um menor número de simulações forneceria resultados adequados.

5. Conclusão

Para a elaboração dessa metodologia, primeiramente, foram considerados os fundamentos teóricos necessários para a compreensão e construção de uma rotina e os parâmetros e fatores a serem levados em conta para se criar um Estudo de Caso. Um ponto diferencial dessa metodologia foi a inclusão de alguns fenômenos físicos característicos da injeção alternada de água e gás CO₂ na modelagem da otimização, o que não é considerado em muitos simuladores comerciais atualmente. O Estudo de Caso realizado visou ser o mais realista possível, a fim de simular as operações em um reservatório do pré-sal na Bacia de Santos com fidelidade.

Os resultados encontrados foram consistentes e de acordo com o que era esperado dessa metodologia. Uma análise preliminar dos resultados obtidos na primeira rodada de otimizações levou à conclusão que seria necessário ajustar os intervalos de alguns parâmetros críticos, o que foi realizado com facilidade, demonstrando eficiência e flexibilidade do método. A melhoria dos VPL encontrados comprova que o ajuste foi adequado. Além disso, foi possível tirar algumas conclusões quanto ao tempo necessário para a otimização ser realizada. Infelizmente, os dados obtidos não permitem estabelecer um tempo médio para a realização completa de uma otimização. Entretanto,

os dados sobre o quanto o software demora para alcançar um *plateau* de soluções máximas foram bem consistentes. Esse fator é de grande importância no método de otimização DECE, pois seu funcionamento visa fazer com que os experimentos converjam para o máximo ou mínimo da função objetivo. Assim, uma vez que o simulador alcança esse patamar, é possível se realizar análises preliminares dos resultados, mesmo que nenhuma solução ótima tenha sido encontrada ainda.

6. Referências Bibliográficas

- AITOKHUEHI, I., DURLOFSKY, L. J., "OPTIMIZING THE PERFORMANCE OF SMART WELLS IN COMPLEX RESERVOIRS USING CONTINUOUSLY UPDATED GEOLOGICAL MODELS", JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE & ENGINEERING, 48 (2005) 254 -264.
- BROUWER, D. R., JASEN, J. D., "DYNAMIC WATER FLOOD OPTIMIZATION WITH SMART WELLS USING OPTIMAL CONTROL THEORY", SPE JOURNAL, 9 (4) 391-402, 2004.
- CAUDLE, B.H., DYES, A.B., IMPROVING MISCIBLE DISPLACEMENT BY GAS-WATER INJECTION, PETROLEUM TRANSACTIONS, AIME, VOL. 213, 281-283, 1958.
- CHEN, B., REYNOLDS, A. C., "ENSEMBLE-BASED OPTIMIZATION OF THE WAG INJECTION PROCESS". SPE 173217-MS. 2015 SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM; TEXAS, EUA; 2015.
- CHRISTENSEN, J.R., STENBY, E.H.; SKAUGE, A., REVIEW OF WAG FIELD EXPERIENCE, SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING, VOL. 4, No 2, 97-106, APRIL, 2001.
- COMPUTER MODELING GROUP. CMOST USER GUIDE. ALBERTA, 2015. PP.269.
- EGERMANN, P., ROBIN, M., LOMBARD, J.-M., MODAVI, A., KALAM, M.Z., "GAS PROCESS DISPLACEMENT EFFICIENCY COMPARISONS ON A CARBONATE RESERVOIR", SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING, VOL. 9, N.6, DECEMBER, 621-629, 2006.
- GHOMIAN, Y. RESERVOIR SIMULATION STUDIES FOR COUPLED CO₂ SEQUESTRATION AND ENHANCED OIL RECOVERY. AUSTIN, TX, US: UNIVERSIDADE DE TEXAS AUSTIN, 2008.
- HARVEY, A. H. SEMIEMPIRICAL CORRELATION FOR HENRY'S CONSTANTS OVER LARGE TEMPERATURE RANGES. AICHE JOURNAL, 1996.
- LARSEN, J. A.; SKAUGE, A. Methodology for numerical simulation with cycle- dependent relative permeabilities. SPE Journal, SPE-38456-PA, v. 3, n. 2, p. 163-173, junho 1998.
- LIGERO, E. L., MELLO, S. F., MUNOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. J. AN APPROACH TO OIL PRODUCTION FORECASTING IN WAG PROCESS USING NATURAL CO₂. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. SPETT 2012 ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 11-13 JUNE, PORTO F SPAIN, TRINIDAD. SPE-157680-MS. 2012
- MELLO, S.F. CARACTERIZAÇÃO DE FLUIDO E SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL DE INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E CO₂ PARA RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS MOLHÁVEIS À ÁGUA, DISSERTAÇÃO DE MESTRADO, FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA, UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, CAMPINAS, 2015.
- PANJALIZADEH, H.; ALIZADEH, A.; GHAZANFARI, M.; ALIZADEH, N. "OPTIMIZATION OF THE WAG INJECTION PROCESS", PETROLEUM SCIENCE AND TECHNOLOGY, VOL. 33 (3), PP. 294-301, 2015.
- SAMPAIO, M. A. , MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO ASSISTIDO PARA COMPARAÇÃO ENTRE POÇOS CONVENCIONAIS E INTELIGENTES CONSIDERANDO INCERTEZAS, TESE DE DOUTORADO, FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA, UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, CAMPINAS, 2013.
- SAMPAIO, M. A., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER, D. J., "ASSISTED OPTIMIZATION METHOD FOR COMPARISON BETWEEN CONVENTIONAL AND INTELLIGENT PRODUCERS CONSIDERING UNCERTAINTIES". JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, 133 (2015) 268-279.
- SARMA, P.; AZIZ, K.; DURLOFSKY, L. J.; "IMPLEMENTATION OF ADJOINT SOLUTION FOR OPTIMAL CONTROL OF SMART WELLS", SPE 92864, 2005 SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, HOUSTON, TEXAS, USA, FEBRUARY, 2005.
- SIGMUND, P. M. PREDICTION OF MOLECULAR DIFFUSION AT RESERVOIR CONDITIONS. PART 2. ESTIMATING THE EFFECT OF MOLECULAR DIFFUSION AND CONVECTIVE MIXING IN MULTICOMPONENT SYSTEMS. JOURNAL OF CANADIAN PETROLEUM TECHNOLOGY, v. 53, 1976.
- WANG, C., LI, G., REYNOLDS, A.C., 2009. "PRODUCTION OPTIMIZATION IN CLOSED-LOOP RESERVOIR MANAGEMENT", SPE-109805, SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, ANAHEIM, CALIFORNIA, USA, 11-14 NOVEMBER 2007.
- YETEN, B., BROUWER, D. R., DURLOFSKY, L. J., AZIZ, K., "DECISION ANALYSIS UNDER UNCERTAINTY FOR SMART WELL DEPLOYMENT", JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE & ENGINEERING, 43 (2004) 183 -199.